

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
«Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения неметаллических труб»	

УДК 621.644:661.6-049.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Семченко Дмитрий Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Новикова Вера Станиславовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шадрина Анастасия Викторовна	Д.Т.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
подготовки магистров
по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
профиль подготовки: «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 «Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования»
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 «Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования»

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

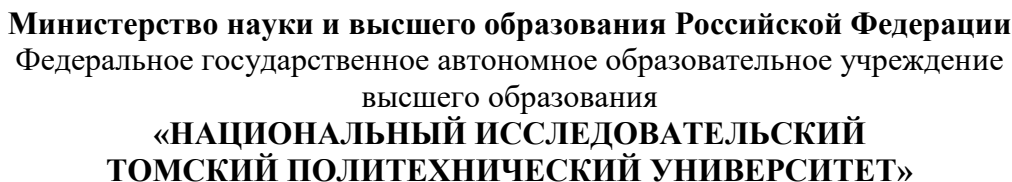
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2019	<i>Введение</i>	5
12.04.2019	<i>Обзор литературы</i>	20
19.04.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
26.04.2019	<i>Методика исследования</i>	15
03.05.2019	<i>Расчет нефтегазопровода</i>	15
18.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
12.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
16.05.2019	<i>Заключение</i>	5
16.05.2019	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	К.Х.Н.,		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шадрина А.В.	Д.Т.Н.		



Срок эксплуатации..... лет

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Анализ литературных источников в области методов борьбы с коррозией и способах повышения ресурса трубопровода. Провести расчеты на прочность и устойчивость, а также гидравлические расчеты неметаллических труб и сравнить их. Сделать выводы о целесообразности применения неметаллических труб в системе сбора и подготовки нефтепродуктов на промысле.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
«Иностранный язык»	Новикова Вера Станиславовна
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат (abstract), способы соединения неметаллических труб (ways of connecting non-metallic pipes).</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Семченко Дмитрий Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Семченко Дмитрий Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность</u> газонефтепроводов <u>и</u> <u>хранилищ»</u>

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): Материально-технических, энергетических, финансовых, информационных	Оценка стоимости материально-технических и человеческих ресурсов строительства труб из разных материалов протяженностью XXXX м
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД-23.040.00-КТН-254-10
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений и дисконтирования	Налоговый кодекс РФ. ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.04.2017 №444-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективы строительства неметаллических труб взамен стального с целью повышения надежности транспорта нефти
2. Расчет эксплуатационных затрат	Планирование видов работ, формирование кадрового состава и расчет основных статей расходов на строительство промышленного трубопровода из разных материалов
3. Определение экономической эффективности исследования	Обоснование экономической эффективности строительства неметаллических труб с целью повышения надежности транспорта нефти

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы - Время проведения работ - Необходимая специальная техника и оборудование - Расчет амортизационных отчислений - Стоимость материалов - Расчет Фонда оплаты труда и страховых взносов - Расчет затрат на мероприятия - Расчет экономической эффективности проектов строительства трубопровода

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Семченко Дмитрий Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Семченко Дмитрий Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело», профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> - <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> - <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> 	<p>При строительстве промыслового нефтепровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники, такие как различные экскаваторы и бульдозеры.</p> <p>Основными вредными факторами, возникающими при строительстве промысловых трубопроводов, являются: недостаточная освещенность, повышенная или пониженная температура воздуха, повышенный уровень шума при работе техники и оборудования.</p> <p>К опасным факторам можно отнести: оборудование, работающее под высоким напряжением, работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов, а также различные вращающиеся части оборудования и техники.</p> <p>При строительстве промысловых трубопроводов в атмосферу попадают пары нефти, газа и нефтепродуктов.</p> <p>Более вероятными являются чрезвычайные ситуации техногенного характера</p>
<p><i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>1. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»</p> <p>2. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.</p> <p>3. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»</p> <p>4. ПБ 10-382-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»</p> <p>5. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»</p> <p>6. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве»</p> <p>7. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты 	<p>Проанализировать вредные факторы такие как:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровня шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повреждения, вызванные контактами с насекомыми; - повышенное содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>Проанализировать опасные факторы такие как:</p> <ul style="list-style-type: none"> - работы на высоте; - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - погрузочно-разгрузочные работы; - пожаровзрывобезопасность.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<ul style="list-style-type: none"> - проанализировать воздействие объекта на атмосферу; - проанализировать воздействие объекта на гидросферу; - проанализировать воздействие объекта на литосферу.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; 	<ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные правовые нормы трудового законодательства; - особенности организации работы 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Семченко Дмитрий Владимирович		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация включает 145 страниц текстового материала, 31 рисунок, 43 таблицы, 66 источников, 2 приложения.

Ключевые слова. Промысловый трубопровод, коррозия, остаточный ресурс, толщина стенки, измерение, контроль состояния, материал, повышение эксплуатационных свойств, замена участка, технология.

Объект исследования. Участок промыслового трубопровода, подверженный коррозионному износу.

Цель работы. Увеличение эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтегазопровода.

Результаты исследования. Основным результатом исследовательской работы является выбор оптимального материала для промыслового трубопровода, который обеспечивает защиту от коррозии, а также увеличивает ресурс безопасной эксплуатации трубопровода при минимальных затратах материальных ресурсов на строительство и эксплуатацию промыслового нефтегазопровода

Методы проведения исследования. Анализ производился по результатам технологических и экономических расчетов. Для проведения расчетов были использованы аналитические методики, представленные в действующих нормативных документах, а также численный метод, реализованный в программном комплексе ANSYS.

Область применения. Проектирование промыслового нефтегазопровода.

Экономическая эффективность/значимость работы. Применение неметаллических труб взамен стальных позволит повысить экономическую эффективность, как на стадии строительства, так и на стадии эксплуатации.

ABSTRACT

The master's thesis includes. 145 pages of text material, 31 figures, 43 tables, 66 sources, 2 apps.

Keywords. Field pipeline, corrosion, residual resource, wall thickness, measurement, condition monitoring, material, increase of operational properties, replacement pipeline section, technology.

Object of study. Corrosive field pipeline section.

Objective. Increasing the operational life of the oil field pipeline section.

Results of the study. The main result of the research is the selection of the optimal material for the field pipeline, which provides corrosion protection and increases the resource safety of the pipeline with minimal material resources for the construction and operation of the oil and gas pipeline.

Methods of conducting the study. The analysis was made according to the results of technological and economic calculations. For the calculations, analytical methods presented in the current regulatory documents, as well as the numerical method implemented in the ANSYS software package were used.

Application area. Design of the oil and gas field pipeline.

Economic efficiency / significance of the work. The use of non-metal pipes instead of steel pipes will increase economic efficiency both at the construction stage and during operation.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки:

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ФЗ от 10.01.2002 №7	Об охране окружающей среды
ФЗ от 21.07.1997 №116	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
ФЗ от 04.05.1999 №96	Об охране атмосферного воздуха
ГОСТ Р 51858-2002	Нефть. Общие технические условия
ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
ГОСТ 8732-78	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования
ГОСТ 12.0.003-2015	ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.008-76	ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.010-76	ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
ГОСТ 12.2.011-2012	ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.4.011-89	ССБТ. Средства защиты работающих. Общие

	требования и классификация
ОСТ 153-39.4 -010-2002	Методика определения остаточного ресурса нефтепромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений
СП 20.13330.2011	Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*
СП 131.13330.2012	Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*

Сокращения:

УСН – установка сепарации нефти;
 УКПН – установка конечной подготовки нефти;
 АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;
 ЭЦНА – электрический центробежный насосный агрегат;
 ППД – поддержание пластового давления;
 ПВП – полиэтилен высокой плотности;
 ШГН – штанговый глубинный насос;
 КСУ – кустовая сепарационная установка;
 ЭВН – электрический винтовой насос;
 ВСН – ведомственные строительные нормы;
 РВС – резервуар вертикальный стальной;
 ЛЭП – линии электропередач;
 НПС – нефтеперекачивающая станция;
 СИЗ – средства индивидуальной защиты;
 БН – блочная сепарационная установка насосная;
 ПП – путевые подогреватели;
 ПТ – промысловые трубопроводы;
 БР – блок реагентов
 ГС – газовый сепаратор;
 УВ – углеводороды.

Определения:

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

Промысловые трубопроводы: Промысловые трубопроводы — это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки природного газа, нефти, нефтепродуктов, воды и их смесей от мест их добычи до установок комплексной подготовки и далее к местам врезки в магистральный трубопровод.

Нефтегазопровод: Нефтегазосборный трубопровод, транспортирующий нефть с газом в растворенном состоянии при абсолютном давлении упругости паров при 20°С выше 0,2 МПа в свободном состоянии.

Давление: Механическая величина, характеризующая интенсивность сил, действующих на внутреннюю или наружную поверхность трубопровода по нормали к ней.

Нагрузка: Силовое воздействие, вызывающее изменение напряженно-деформированного состояния конструкции.

Коррозия: самопроизвольное разрушение металлов в результате химического, электрохимического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой.

Ресурс трубопровода: Суммарная наработка трубопровода от пуска и до перехода в предельное состояние.

Отказ трубопровода: прекращение эксплуатации трубопровода вследствие разрушения одного или нескольких его элементов.

Работоспособность: Состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном или частичном объеме.

Средний остаточный ресурс: математическое ожидание наработки трубопровода после диагностирования до момента достижения предельного состояния.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	8
1. Проблемы остаточного ресурса промысловых нефтегазопроводов	10
1.1 Аварийность промысловых трубопроводов	10
1.2 Коррозионный износ трубопроводов	12
1.3 Методы борьбы с коррозией трубопроводов	13
1.4 Остаточный ресурс трубопроводов	16
1.5 Методы увеличения остаточного ресурса	24
2. Объект и методы исследования	26
2.1 Объект исследования	26
2.1.1 Характеристика нефтепровода	27
2.2 Исследование остаточного ресурса нефтепровода	29
2.2.1 Методика измерения остаточной толщины стенки	29
2.2.2 Характеристика измерительного оборудования	30
2.2.3 Полученные результаты и их обсуждение	31
2.2.4 Расчет остаточного ресурса трубопровода	33
3. Применение неметаллических труб в системе сбора продукции	37
3.1 Неметаллические трубы для промысловых трубопроводов	37
3.2 Преимущества неметаллических труб	42
3.3 Производство стеклопластиковых труб	44
3.4 Производство полиэтиленовых труб	47
3.5 Способы соединения стеклопластиковых труб	48
3.6 Способы соединения полиэтиленовых труб	48
3.7 Неразрушающий контроль неметаллических труб	49
4. Расчет промыслового трубопровода	52
4.1 Исходные данные для проектирования	52
4.2 Расчет стальных труб на прочность и устойчивость	52
4.2.1 Определение гидравлических сопротивлений стальных труб	53
4.2.2 Проверка условий прочности стальных труб	54
4.3 Расчет стеклопластиковых труб	57
4.3.1 Расчет толщины стенки стеклопластиковых трубопроводов	57
4.3.2 Расчет на прочность и устойчивость стеклопластиковых труб	57
4.4 Расчет полиэтиленовых труб	63
4.4.1 Расчет толщины стенки полиэтиленовых трубопроводов	63
4.4.2 Расчет на прочность и устойчивость полиэтиленовых труб	64
4.5 Гидравлические удары в трубопроводах	67
4.5.1 Расчет гидравлического удара для стального трубопровода	67
4.5.2 Расчет гидравлического удара для стеклопластикового трубопровода	68
4.5.3 Расчет гидравлического удара для полиэтиленового трубопровода	69
4.6 Гидравлический расчет стального трубопровода	71
4.7 Гидравлический расчет стеклопластикового трубопровода	75
4.8 Гидравлический расчет полиэтиленового трубопровода	78
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	82
5.1 Расчет стоимости строительства стального трубопровода	83
5.1.1 Расчет времени по строительству стального трубопровода	83
5.1.2 Расчет количества оборудования и специальной техники	83
5.1.3 Затраты на амортизационные отчисления	84
5.1.4 Затраты на материалы и оборудование	86
5.1.5 Затраты на оплату труда	86
5.1.6 Затраты на страховые взносы	87
5.1.7 Затраты на проведение мероприятия	88

5.2 Расчет стоимости строительства стеклопластикового трубопровода	89
5.2.1 Расчет времени по строительству стеклопластикового трубопровода	89
5.2.2 Расчет количества оборудования и специальной техники	90
5.2.3 Затраты на амортизационные отчисления	90
5.2.4 Затраты на материалы и оборудование	92
5.2.5 Затраты на оплату труда	92
5.2.6 Затраты на страховые взносы	93
5.2.7 Затраты на проведение мероприятия	94
5.3 Расчет стоимости строительства полиэтиленового трубопровода	95
5.3.1 Расчет времени по строительству стеклопластикового трубопровода	95
5.3.2 Расчет количества оборудования и специальной техники	95
5.3.3 Затраты на амортизационные отчисления	96
5.3.4 Затраты на материалы и оборудование	98
5.3.5 Затраты на оплату труда	98
5.3.6 Затраты на страховые взносы	99
5.3.7 Затраты на проведение мероприятия	100
5.4 Сравнение экономического эффекта при строительстве трубопровода из различных материалов	101
6. Социальная ответственность	102
6.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
6.1.1 Анализ вероятных ЧС	104
6.1.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	106
6.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
6.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	108
6.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	110
6.3 Производственная безопасность	112
6.3.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов	112
6.3.2 Обоснование мероприятия по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов	112
6.4 Экологическая безопасность	114
6.4.1 Анализ влияния на окружающую среду	114
6.4.2 Обоснование мероприятия по защите окружающей среды	115
Заключение	118
Список используемых источников	120
Приложение А Карта расположения месторождения	128
Приложение Б Способы соединения неметаллических труб	129

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Возраст парка промысловых трубопроводов невелик, что обусловлено транспортировкой агрессивных, не подготовленных до товарных качественных характеристик флюидов. Такие флюиды, помимо большего содержания воды, и растворенных в ней солей, включают механические примеси и агрессивные не углеводородные газы. Безаварийный возраст эксплуатации некоторых участков может и не достигать даже 3-5 лет [1]. Это является следствием чрезвычайно быстрого износа ТП в результате разрушения его стенки из-за развития коррозионных процессов и указывает на необходимость применения новых технологий и материалов, устойчивых к коррозионному воздействию агрессивного флюида. Поэтому, с целью продления эксплуатационного ресурса ТП многие нефтегазодобывающие компании ведут активный поиск недорогих и надежных труб, позволяющих транспортировать жидкие и газообразные углеводороды длительное время. В связи с указанным выше, тема выпускной квалификационной работы магистра «Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения неметаллических труб» является актуальной.

Цель работы: Увеличение эксплуатационного ресурса участка промыслового нефтегазопровода.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие **задачи:**

- анализ аварийность промысловых трубопроводов в результате развития коррозионных процессов;
- определение основных факторов влияния на сокращение остаточного ресурса участка промыслового трубопровода;
- расчет остаточного ресурса объекта исследования;
- выбор оптимального материала промыслового трубопровода для

					Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения неметаллических труб						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Семченко Д.В.			Введение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.								8	145
Консульт.								НИ ТПУ гр. 2БМ71			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

увеличения эксплуатационного ресурса;

- расчет затрат на проектирование трубопровода.

Объект исследования: Участок промыслового нефтегазопровода, подверженного коррозионному износу.

Практическая значимость результатов исследования. Основным результатом исследовательской работы является выбор оптимального материала для промыслового трубопровода, который обеспечит защиту от коррозии, а также увеличит ресурс безопасной эксплуатации нефтегазопровода при минимальных затратах материальных ресурсов на строительство и эксплуатацию промыслового нефтегазопровода.

					Введение	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ПРОБЛЕМЫ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

1.1 Аварийность промысловых трубопроводов

Промысловые трубопроводы представляют собой сложные инженерные конструкции, проложенные во всех регионах России и предназначены для транспортировки от мест добычи и до установок подготовки нефти, природного газа, нефтепродуктов, воды, а также их смесей.

Особенностью промысловых участков нефтегазопроводов является то, что они имеют короткий срок эксплуатации, что обусловлено составом транспортируемой среды [2], в результате чего могут возникать малые и большие объемы выбросов вредных веществ в окружающую среду. Все это, с одной стороны, оказывает отрицательное воздействие на водные объекты, почву, живой и растительный мир. С другой же стороны сопровождаются значительными потерями ценного углеводородного сырья и требует увеличения затрат добывающих и транспортирующих компаний на проведение ремонтных работ по восстановлению безопасных условий транспортировки и выплату штрафных санкций экологическим и другим надзорным организациям [3].

Проведенный литературный анализ [4-6] свидетельствует, что перечень основных групп причин возникновения аварий и инцидентов при эксплуатации нефтегазопроводов составляет небольшой список (рисунок 1). При этом большой акцент при сборе статистических данных делается на коррозионном износе участков ТП. Это подтверждают данные, представленные в работах [7, 8], согласно которым, детальная статистика отказов промысловых трубопроводов выглядит следующим образом (таблица 1, рисунок 2).

					Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения неметаллических труб						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Семченко Д.В.			Проблемы остаточного ресурса промысловых нефтегазопроводов	Лит.		Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева Н.В.						10	145		
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

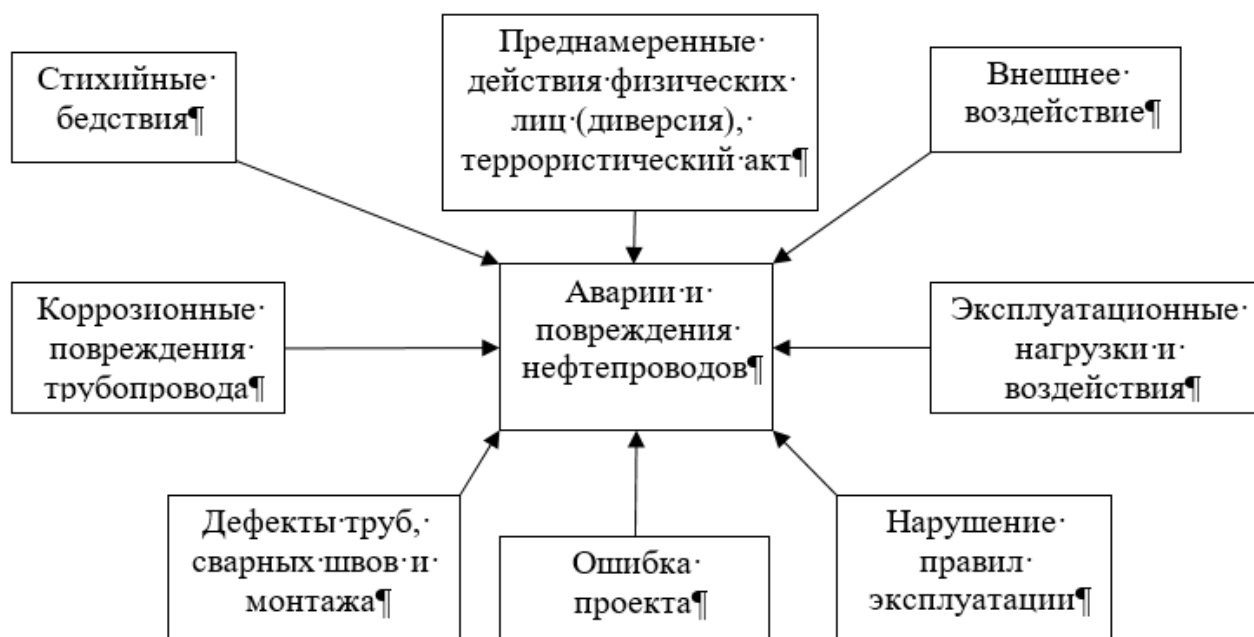


Рисунок 1 – Причины повреждений и аварий на трубопроводах

Из приведенных данных следует, что в современных условиях нефтяные компании эксплуатируют оборудование до его полного выхода из строя, в связи с этим знание причин отказов, а именно причин коррозии, и методов предотвращения отказов и их своевременного мониторинга является неотъемлемой частью экономической политики нефтяных компаний.

Таблица 1 – Статистика отказов оборудования нефтегазовых систем

Система	Виды отказов				
	Коррозия, %	Брак строительно-монтажных работ, %	Брак материалов, %	Механические повреждения, %	Нарушение режима эксплуатации, %
Нефтепроводы	70	15	2	10	3
Газопроводы	36,7	10	13,3	13,9	26,1
Промысловые трубопроводы	95	2,8	0,8	0,6	0,8

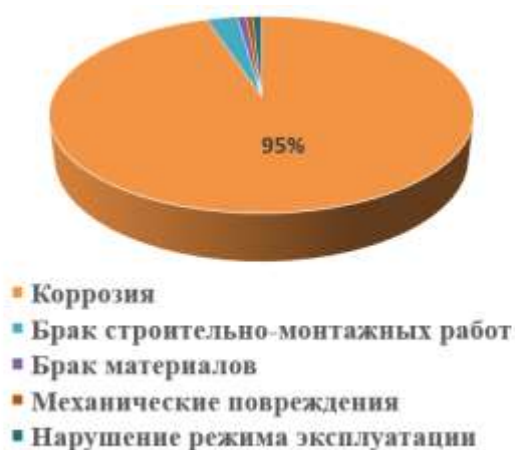


Рисунок 2 – Причины аварийности промысловых нефтепроводов

1.2 Коррозионный износ трубопроводов

Рассмотрим более подробно причины развития коррозионных процессов в ТП. В соответствии с [9-11] коррозия металла труб образуется внутри и снаружи. Снаружи труб она происходит под воздействием почвенного электролита, т.к. почва содержит влагу и растворенные в ней соли, а внутри – вследствие примесей влаги, солей, сероводорода, содержащихся в транспортируемом сырье. Коррозионные процессы приводят к снижению механической прочности труб и, следовательно, к отказам трубопроводов.

Основываясь на данных [12-14], была составлена схема, позволяющая классифицировать причины и механизмы коррозионных разрушений ТП, которая представлена на рисунке 3.

Исходя из этой схемы следует отметить, что промысловые трубопроводы чаще всего страдают от язвенной коррозии, в связи с тем, что высокая удельная аварийность промысловых нефтегазопроводов в следствие коррозии связана с малыми скоростями течения флюидов, так как в этих условиях происходит расслоение нефтяных эмульсий с образованием водного подслоя и выносом механических примесей с их последующим осаждением на стенках труб.

Следует отметить, что часто наблюдаются отказы нефтегазопроводов по причине коррозии, которая носит локальный характер и развивается по нижней образующей трубы (ручейковая коррозия).

					Проблемы остаточного ресурса промысловых нефтегазопроводов	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 3 – Классификация коррозионных процессов

1.3 Методы борьбы с коррозией трубопроводов

Коррозия значительно снижает срок службы промышленных трубопроводов. Продлить его можно четырьмя способами. В соответствии с данными [15, 16] к ним относят:

1. изоляция поверхности трубопровода от контакта его с внешней агрессивной средой;
2. использование коррозионностойких материалов;
3. воздействие на окружающую среду с целью снижения ее агрессивности;
4. применение электрозащиты трубопроводов.

Классификация способов защиты трубопроводов от коррозии согласно данным исследования [17] представлена на рисунке 4.

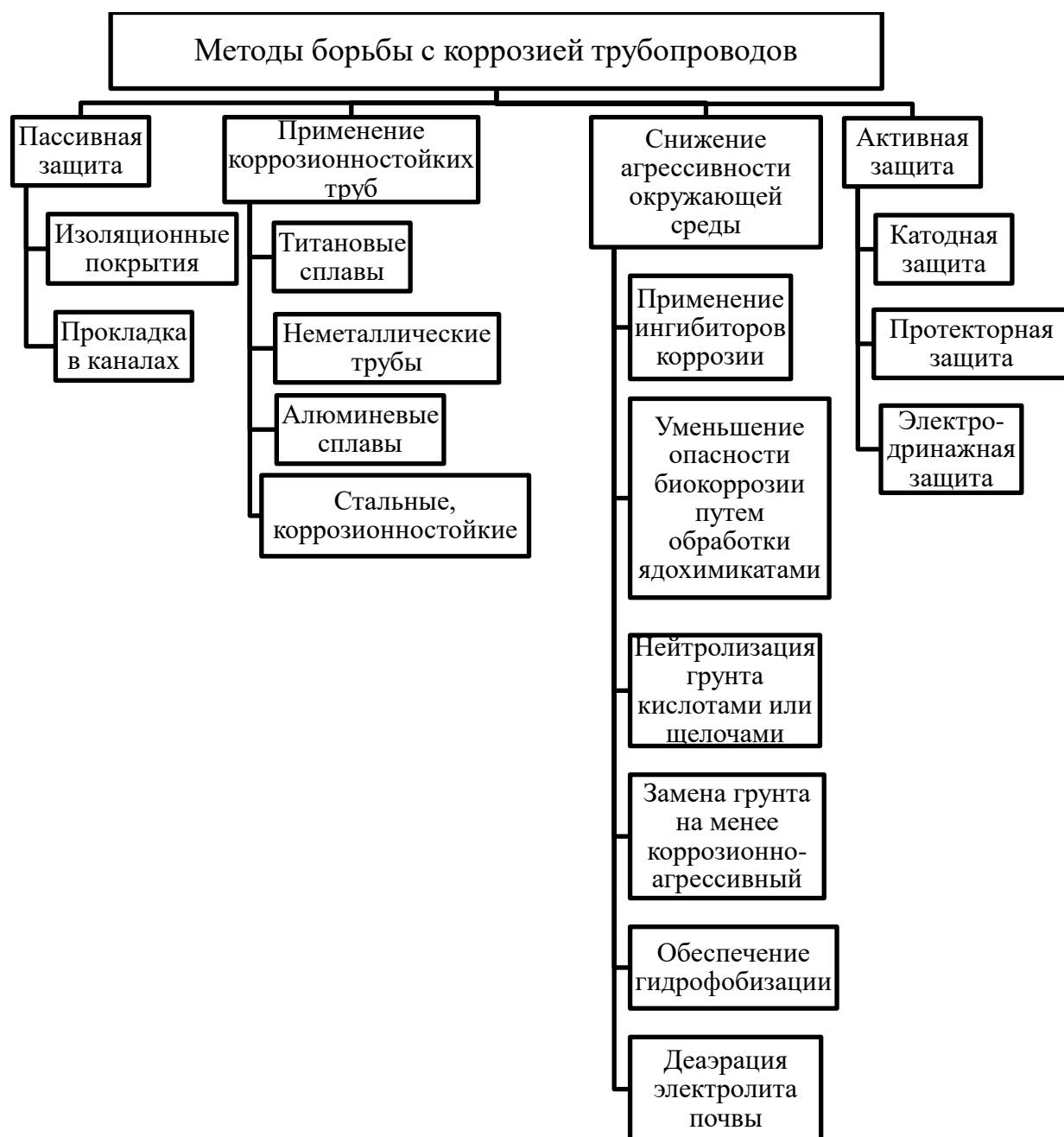


Рисунок 4 – Классификация методов борьбы с коррозией трубопроводов

Рассмотрим данную классификацию более подробно.

Первым способом защиты трубопровода от коррозии является пассивная защита и согласно [18] предусматривает:

1. нанесение антикоррозионных покрытий. На внешнюю поверхность труб наносятся составы, которые не разрушаются от воздействия агрессивных сред (почвенных солей и щелочей). К такому методу можно отнести – грунтовка труб и последующая их покраска эмалями, либо нанесение мастики на поверхность трубы;

2. специальные методы укладки. Данный метод защиты от коррозии производится на стадии монтажа системы. Трубопровод проложенный под землей размещают в специальных каналах, где изолирующим слоем является воздушный зазор, который в свою очередь и препятствует воздействию агрессивных сред, находящихся в земле. Для большей эффективности защиты трубопровода помимо данного метода применяются дополнительные методы защиты;
3. обработку изделия специальными растворами. Трубопровод покрывают тонким слоем фосфатов, которые образуют защитную пленку на поверхности изделий.

Вторым способом защиты трубопроводов от коррозии является применение коррозионностойких труб.

Использование неметаллических труб характеризуется низкой стоимостью. Также использование неметаллических труб сокращает объемы строительно-монтажных работ порядком на 50%. Прокладка таких труб полностью исключает любые подгоночные, сварочные и изоляционные работы. Также стоит отметить, что один километр гибкого неметаллического трубопровода монтирует за 5 часов, этому способствует их гибкость, большая строительная длина, а также малый радиус изгиба [19].

Применение неметаллических труб взамен стальных трубопроводов гарантирует экономию металла, снижение гидравлических сопротивлений, сокращение числа техногенных событий, а также увеличение срока службы промысловых нефтегазопроводов.

Третьим способ защиты трубопроводов от коррозии является снижение агрессивности окружающей среды. Данный метод включает в себя удаление агрессивных компонентов из состава коррозионной среды (например, очистка воздуха от примесей и осушка его, деаэрация водных растворов) а также использование ингибиторов коррозии. Данный способ защиты описан в исследовательских работах [20-22].

					Проблемы остаточного ресурса промысловых нефтегазопроводов	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Четвертый способ - это активная защита. Исходя из [23, 24] к активной защите трубопроводов коррозии относятся:

1. электродренажная защита от коррозии трубопроводов. Это мероприятия по борьбе с блуждающими токами, при помощи: установок дренажной защиты, изоляции фланцев и установок электроэкранов;
2. анодная защита. Данный метод основан на использовании магниевых анодов, которые под действием электрических токов выделяют ионы магния, замедляя процессы разрушения металла;
3. катодная защита. Принцип действия метода основан на явлении катодной поляризации металлов под действием постоянного тока;

Коррозионный износ ТП является важной характеристикой, так как он во многом определяет остаточный ресурс трубопроводов и другого технологического оборудования, от которого зависит безаварийная эксплуатация нефтегазовых объектов.

1.4 Остаточный ресурс трубопроводов

Остаточный ресурс трубопровода - это наработка трубопровода от момента его диагностирования до достижения предельного состояния. Остаточный ресурс следует отличать от времени последующей диагностики технического состояния [25].

Согласно данным исследований [26] для определения остаточного ресурса необходимо знать техническое состояние объекта, а также его определяющий параметр - остаточная толщина стенки трубопровода. Данный параметр является одним из критериев при проведении прочностного расчета, так как в результате действия коррозии при утонении стенки, а также в следствие действия эрозионного износа стенок нефтегазопровода агрессивными флюидами снижается запас прочности трубы до критических значений.

Важно выявлять очаги коррозионной усталости трубопровода на ранней стадии развития. При обнаружении таких очагов возникает проблема о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования. В связи с этим важной

					Проблемы остаточного ресурса промысловых нефтегазопроводов	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

задачей является прогнозирование остаточного ресурса промышленных трубопроводов с обнаруженным дефектом в виде коррозионной усталости трубы.

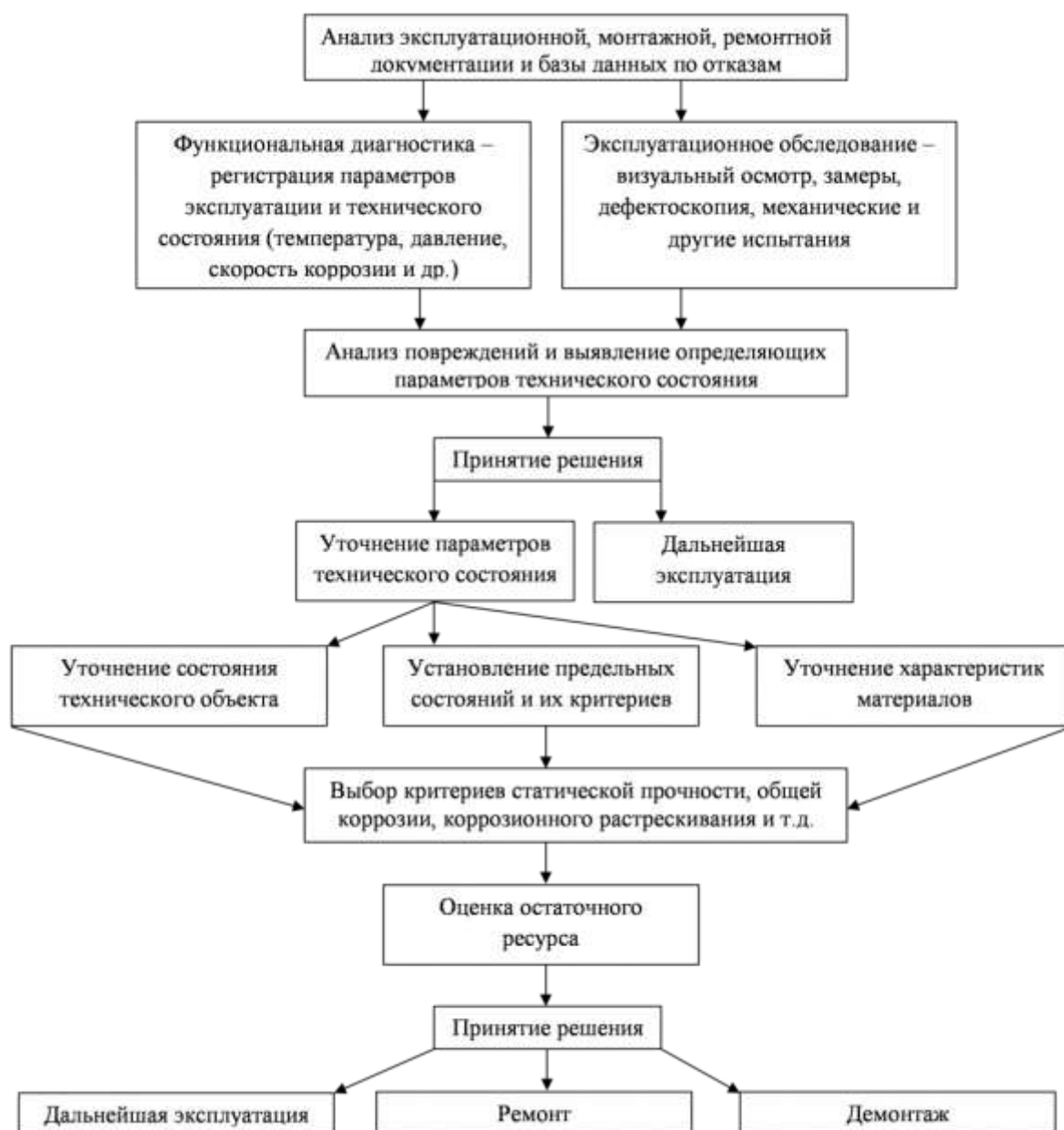


Рисунок 5 – Схема оценки остаточного ресурса технического оборудования

Отраслевой стандарт ОСТ 152-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтепромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений» [27] регламентирует следующие методы оценки остаточного ресурса по: 1) по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам диагностики; 2) росту коррозионно-эрозионного износа стенки

трубы; 3) малоцикловой усталости; 4) характеристикам трещиностойкости; 5) статистике отказов.

Рассмотрим сущность вышеперечисленных методов оценки остаточного ресурса трубопроводов более подробно.

Согласно методике расчета остаточного ресурса $\tau_{\text{ост}}$ по минимальной вероятной толщине стенки на основе диагностики предполагает определение минимальной t_{\min} и отбраковочной $t_{\text{отб}}$ толщины стенок, по которым устанавливается запас на коррозионный износ $\Delta t = t_{\min} - t_{\text{отб}}$. Далее определяется скорость коррозии стенки трубопровода:

$$u_{\text{ср}} = (t_n - t_{\min}) / \tau,$$

где τ время эксплуатации трубопровода;

t_n – номинальная толщина стенки.

Величина t_{\min} определяется по формуле:

$$t_{\min} = t_{\text{ср}} - 2\sigma, \quad (1.1)$$

где $t_{\text{ср}}$ – средняя измеренная толщина;

σ – среднее квадратическое отношение.

Величина σ определяется по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (t_k - t_{\text{ср}})^2}{N-1}}, \quad (1.2)$$

Остаточный ресурс трубопровода определяется по формуле:

$$T_{\text{ост}} = \frac{\Delta t}{u_{\text{ср}}} = \frac{(t_{\min} - t_{\text{отб}})}{u_{\text{ср}}}. \quad (1.3)$$

Формула (1.3) используется как при проектировании, так и при эксплуатации сосудов и аппаратов, работающих под давлением.

Допускается, что внутреннее давление, которое может выдержать элемент трубопровода, можно определить по формуле:

$$P_o = \frac{2tR_i}{n\alpha D_n}, \quad (1.4)$$

где α – коэффициент несущей способности.

Текущая толщина стенки равна:

					Проблемы остаточного ресурса промысловых нефтегазопроводов	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t = t_n - \Delta_o - \Delta, \quad (1.5)$$

где t_n – номинальная толщина стенки;

Δ_o – начальное технологическое изменение толщины стенки;

Δ – износ стенки.

Условие прочности трубопроводов при эксплуатации обеспечивается, если допустимое давление выше рабочего и с учетом (1.5), может быть записано в следующем виде:

$$P_{оп}(1 - \delta_o - \delta) \geq P, \quad (1.6)$$

где $P_{оп} = \frac{2t_n R_i}{n\alpha D_n}$;

$$\delta_o = \frac{\Delta_o}{t_n};$$

$$\delta = \frac{\Delta}{t_n}.$$

Для расчета остаточного ресурса необходимо помимо замеров фактической толщины стенки также определить по документации соответствующую им номинальную толщину стенки.

В соответствии с (1.6) условие прочности трубопровода в терминах относительного износа представляется в виде:

$$[\delta] \geq \delta; \quad (1.7)$$

$$[\delta] = 1 - \frac{t_R}{t_n} - \delta_o. \quad (1.8)$$

где $[\delta]$ – допустимый относительный износ стенки трубы;

δ – текущий относительный износ стенки трубы;

δ_o – начальное изменение толщины стенки.

$$\frac{t_R}{t_n} = \frac{P}{P_{оп}}. \quad (1.9)$$

Процесс износа стенки представляется степенной функцией:

$$\delta = \alpha \cdot \tau^m, \quad (1.10)$$

где α – случайный;

m – детерминированный параметры.

					Проблемы остаточного ресурса промысловых нефтегазопроводов	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В дальнейших расчетах следует принимать, что параметр α имеет нормальное распределение.

Процесс износа при эксплуатации ускоряется при $m > 1$, износ осуществляется с постоянной скоростью α при $m = 1$, замедляется при $m < 1$.

Если толщинометрия трубопровода проводилась один раз, в таком случае показатель m рекомендуется принимать равным единице. Если же не один раз ($n \geq 2$), то параметр m следует определять по результатам статистической обработки толщинометрии.

Это выполняется следующим образом, вначале определяются средние значения утонений стенки для каждого i -того диагностирования ($\delta_{i\text{cp}}$), а затем методом наименьших квадратов строится линейная зависимость в координатах $\lg \delta_{i\text{cp}} - \tau_i$. В результате по формуле (1.10) определяются a_{cp} и m , где α заменяется на a_{cp} и τ на τ_i . При этом следует иметь отметить, что начальный разброс толщин роли не играет при определении среднего утонения стенки, т.к. по условиям задания технологического допуска $\delta_{o\text{cp}} = 0$. Необходимые для расчетов значения среднего относительного износа трубопровода на момент i -го диагностирования определяют по формуле:

$$\delta = \alpha \cdot \tau^m, \quad (1.11)$$

где t_k - текущая толщина стенки в месте i -го замера;

t_{nk} - номинальная толщина стенки диагностируемого элемента.

В тех случаях, когда при оценке остаточного ресурса приходится иметь дело с результатами лишь одного диагностирования, величина $\alpha_{\text{cp}} = \delta_{\text{cp}} / \tau_d^m$ обозначает время последнего диагностирования.

Статистическая оценка среднего квадратического отклонения параметра α определяется по формуле:

$$S_a = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{k=1}^N \left(\frac{\delta_k^2 - S_\delta^2}{\tau_i^{2m}} - \alpha_{\text{cp}}^2 \right)}, \quad (1.12)$$

где $\delta_k = \frac{t_n - t_k}{t_n}$;

					Проблемы остаточного ресурса промысловых нефтегазопроводов	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

t_{nk} – номинальная толщина стенки диагностируемого элемента;

S_o - начальное среднеквадратическое отклонение толщины стенки, в расчетах допускается принимать равной 0,05;

τ_i – время диагностирования, когда проводился данный k -й замер толщины стенки.

Если диагностирование проводилось в момент времени от 0 до τ_d , то:

$$P(\tau_d) = P_r\{[\delta] \geq \delta, 0 \leq \tau \leq \tau_d\}, \quad (1.13)$$

где P_r – обозначение вероятности события.

Гамма-процентный остаточный ресурс, получаемый из решения следующего уравнения:

$$\frac{\gamma}{100} = \frac{P(\tau_d + \tau_{ост})}{P(\tau_d)}, \quad (1.14)$$

где $\frac{\gamma}{100}$ – условная вероятность безотказной работы;

τ_d - время эксплуатации трубопровода на момент диагностирования;

$\tau_{ост}$ - гамма-процентный остаточный ресурс.

Величина γ выбирается в пределах от 90 до 99 в зависимости от ответственности трубопровода.

Учитывая, что параметры δ и $[\delta]$ имеют нормальное распределение вероятности, получают, в соответствии с (1.14) следующее выражение для вероятности безотказной работы на интервале времени от 0 до τ_d :

$$P(\tau_d) = \Phi \left(\frac{[\delta]_{cp} - \alpha_{cp} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_{\alpha}^2 \cdot \tau_d^{2m}}} \right), \quad (1.15)$$

где Φ – табулированная функция Лапласа.

Записав аналогичное выражение для $P(\tau_d + \tau_{ост})$ и подставив его вместе с формулой (1.15) в (1.14), получаем:

$$\frac{\gamma}{100} = \frac{\Phi \left(\frac{[\delta]_{cp} - \alpha_{cp} \cdot (\tau_d + \tau_{ост})^m}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_{\alpha}^2 \cdot (\tau_d + \tau_{ост})^{2m}}} \right)}{\Phi \left(\frac{[\delta]_{cp} - \alpha_{cp} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_{\alpha}^2 \cdot \tau_d^{2m}}} \right)}. \quad (1.16)$$

Пусть $\Gamma = \frac{\gamma}{100} \Phi \left(\frac{[\delta]_{\text{ср}} - \alpha_{\text{ср}} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_{\alpha}^2 \cdot \tau_d^{2m}}} \right)$ точечная оценка остаточного ресурса

определяется из следующего уравнения, вытекающего из (1.16):

$$U_r = \frac{[\delta]_{\text{ср}} - \alpha_{\text{ср}} \cdot (\tau_d + \tau_{\text{ост}})^{2m}}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_{\alpha}^2 \cdot (\tau_d + \tau_{\text{ост}})^m}}, \quad (1.17)$$

где U_r – квантиль нормального распределения.

Равенство нулю первого слагаемого в подкоренном выражении уравнения (1.17) приводит:

$$\tau_{\text{ост}} = \left(\frac{[\delta]_{\text{ср}}}{S_{\alpha} \cdot U_r + \alpha_{\text{ср}}} \right)^{\frac{1}{m}} - \tau_d, \quad (1.18)$$

После возведения в квадрат (1.17) получаем:

$$\tau_{\text{ост}} = \tau_d \cdot \left(Q^{\frac{1}{m}} - 1 \right), \quad (1.19)$$

$$\text{где } Q = \frac{[\delta]_{\text{ср}} \delta - U_r \cdot \sqrt{S_{\text{ср}}^2 \cdot [\delta]_{\text{ср}}^2 + S_{[\delta]}^2 \cdot (\delta_{\text{ср}}^2 - U_r^2 \cdot S_d^2)}}{\delta_{\text{ср}}^2 - U_r^2 \cdot S_d^2}. \quad (1.20)$$

$[\delta]_{\text{ср}}$ и $\delta_{\text{ср}}$ – допускаемое и текущее средние значения относительного износа при диагностировании в момент времени τ_d ;

S_{δ} и $S_d = \sqrt{S_{\delta}^2 - S_o^2}$ – средние квадратические отклонения допускаемого и текущего значения относительного износа (если $S_{\delta} \leq S_o$, то $S_d = 0$);

U_r – квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности.

$$\Gamma = \frac{\gamma}{100} \Phi \left(\frac{[\delta]_{\text{ср}} - \delta_{\text{ср}}}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_d^2}} \right). \quad (1.21)$$

Точечное значение остаточного ресурса определяется по уравнениям (1.19-1.21). Принято, что интервальные значения подсчитываются по тем же формулам, что и точечные, однако в них подставляются их верхние оценки с односторонней доверительной вероятностью q вместо среднего значения и среднеквадратического отклонения текущего износа. Значения q изменяются в пределах от 0,8 до 0,99. В этом случае вместе S_d и $\delta_{\text{ср}}$ в формулы

подставляются следующие приближенные оценки, полученные аппроксимацией точечных оценок по РД 09-102-95 [28] при $N \geq 5$:

$$\delta_{cp} = \delta_{cp} + U_q \cdot \frac{S_d}{\sqrt{N-2}} \text{ и } S_d = S_d + U_q \cdot \frac{S_d}{\sqrt{2N-8}}, \quad (1.22)$$

$$Q = \frac{[\delta]_{cp} \delta - U_r \cdot \sqrt{S_{cp}^2 \cdot [\delta]_{cp}^2 + S_{[\delta]}^2 \cdot (\delta_{cp}^2 - U_r^2 \cdot S_d^2)}}{\delta_{cp}^2 - U_r^2 \cdot S_d^2}. \quad (1.23)$$

Из расчета находится нижняя доверительная граница процентного остаточного ресурса. Одним из важнейших этапов расчета остаточного ресурса является выбор регламентированной вероятности γ . Для рассматриваемых в методике трубопроводов принимают значение равное 95%, такое значение рекомендуется принимать в качестве доверительной вероятности q . Необходимые для расчета остаточного ресурса значения квантилей нормального распределения U_γ , то вместе β подставляется $0,01\gamma$ и т.д.

Таблица 2 – Значение квантилей нормального распределения U_β , соответствующие вероятности β

β	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83	0,84
U_β	0,67	0,71	0,74	0,77	0,81	0,84	0,88	0,92	0,95	0,99
β	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94
U_β	1,04	1,08	1,13	1,18	1,23	1,28	1,34	1,41	1,48	1,56
β	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	0,993	0,995	0,997	0,998	0,999
U_β	1,65	1,75	1,88	2,05	2,33	2,46	2,58	2,75	2,88	3,09

Рассмотренный стандарт [26] ОСТ 152-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтепромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений» применим для оценки остаточного ресурса трубопроводов, который подвергается коррозионно-эрозионному, а также применим к трубопроводам, у которых максимальный износ стенки не более чем в три раза превышает среднее значение для всего трубопровода.

1.5 Методы увеличения ресурса промысловых трубопроводов

Для увеличения ресурса и безопасной эксплуатации промысловых трубопроводных систем в основном применяют два варианта решения проблемы:

					Проблемы остаточного ресурса промысловых нефтегазопроводов	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- повышение эффективности организационно-технических мероприятий (диагностика, мониторинг).
- снижение или предотвращение коррозии нефтепромыслового оборудования и трубопроводов разного назначения;

Диагностика и мониторинг трубопровода позволяет обеспечить безаварийную эксплуатацию трубопроводов, а также увеличить срок службы трубопроводов. Следует отметить тот факт, что эти методы позволяют обнаруживать дефекты и коррозию металла на ранних стадиях их развития.

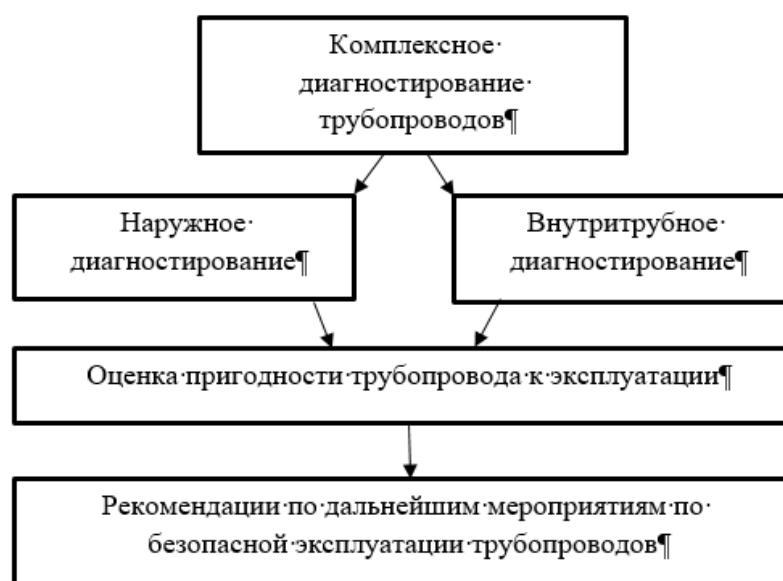


Рисунок 6 – Схема диагностирования трубопровода

В настоящее время проблема коррозии промысловых трубопроводов решается путем применения:

- 1) коррозионностойких сталей для промысловых трубопроводов;
- 2) внутренних противокоррозионных покрытий;
- 3) ингибиторной защиты трубопроводов;
- 4) труб из неметаллических материалов.

Промышленный опыт показывает, что применение ингибиторной защиты трубопровода помимо капитальных вложений в строительство узлов ингибирования, также требует постоянных затрат, которые связаны с расходами на реагент, обслуживанием дополнительного оборудования и

регулярным контролем эффективности защиты [29]. Применение коррозионностойких сталей и внутреннего противокоррозионного покрытия также являются дорогостоящими методами защиты от коррозии. Следует отметить, что вышеперечисленные методы защиты от коррозии трубопроводов лишь замедляют ее, но не избавляют полностью.

Согласно Бушковскому А.Л. [30] гарантированный срок службы стальных трубопроводов – 10 лет, труб из коррозионностойкой стали – 15 лет, трубопровода с противокоррозионным покрытием 25 лет, стальных труб с ингибиторной защитой – 20 лет, неметаллические трубы – 50 лет. Исходя из этих данных, построим зависимость сроков службы трубопроводов от методов его защиты.

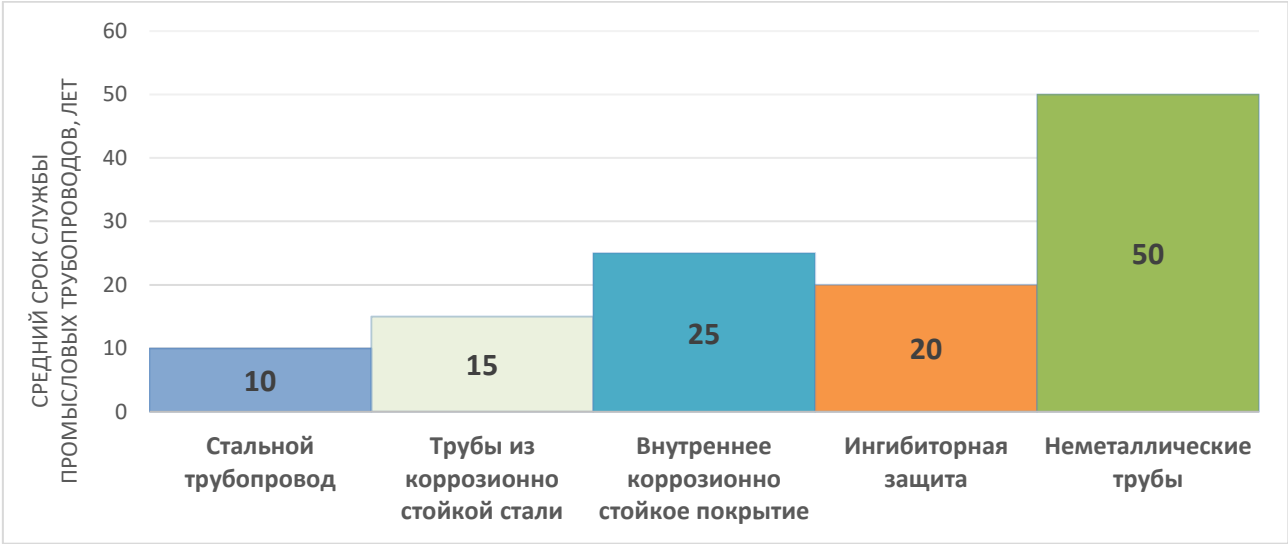


Рисунок 7 – Зависимость сроков службы трубопроводов от методов защиты от коррозии

Отсюда следует, что наиболее выгодным средством повышения ресурса промышленного трубопровода с учетом временного фактора является применение неметаллических труб, в связи с этим тема выпускной квалификационной работы является актуальной.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Объект исследования

В качестве объекта исследования для выпускной квалификационной работы магистра был выбран участок промышленного нефтегазопровода подверженный коррозионному износу на месторождении (далее по тексту Месторождение SKH), исследование которого было проведено во время прохождения научно-исследовательской и преддипломной практики.

Местоположение объекта исследования расположено в [REDACTED]

(Приложение А).

Общими характеристиками климатических условий, в соответствии со СНиП 23-01-99* «Строительная климатология и геофизика» [31] являются: среднемесячная скорость ветра – [REDACTED] м/с; сейсмичность района [REDACTED] баллов; [REDACTED]; [REDACTED].

Система сбора на месторождении выглядит следующим образом: продукция поступает из [REDACTED] скважин под давлением в [REDACTED] МПа, и транспортируется до АГЗУ, далее до технологической емкости [REDACTED] где происходит первичное отделение газа от пластовой жидкости, газ далее транспортируется в газовый сепаратор, где очищается и далее подается в путевые подогреватели. Подогретая жидкость поступает на кустовую сепарационную установку (КСУ). В КСУ происходит конечное отделение газа от пластовой жидкости. Далее жидкость поступает в [REDACTED] где происходит расслоение эмульсии на нефтяную и водяную фазу. Оттуда вода отправляется в нагнетательные скважины, а нефть транспортируется в узел конечной подготовки нефти (УКПН).

Для сбора продукции скважин на Месторождении SKH функционирует

					Повышение ресурса безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов на основе применения неметаллических труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Семченко Д.В.			Объект и методы исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					26	145
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

сеть промысловых трубопроводов (ПТП), которые выполнены надземным способом прокладки. Особенностью исследуемого участка ПТП является то, что по ним собирается нефтеводогазосодержащая смесь, характеристики которой представлены ниже по тексту в разделе 2.1.1.

2.1.1 Характеристика нефтегазопровода

Исследуемая область трубопровода представляет [REDACTED] м коллекторов для газожидкостной смеси. Его условная схема представлена на рисунке 8.

Данный участок трубопровода подвержен чрезвычайно быстрому коррозионному износу это обусловлено транспортировкой агрессивных, не подготовленных до товарных качественных характеристик флюидов. Такие флюиды, помимо большего содержания воды, и растворенных в ней солей, включают механические примеси и агрессивные не углеводородные газы.

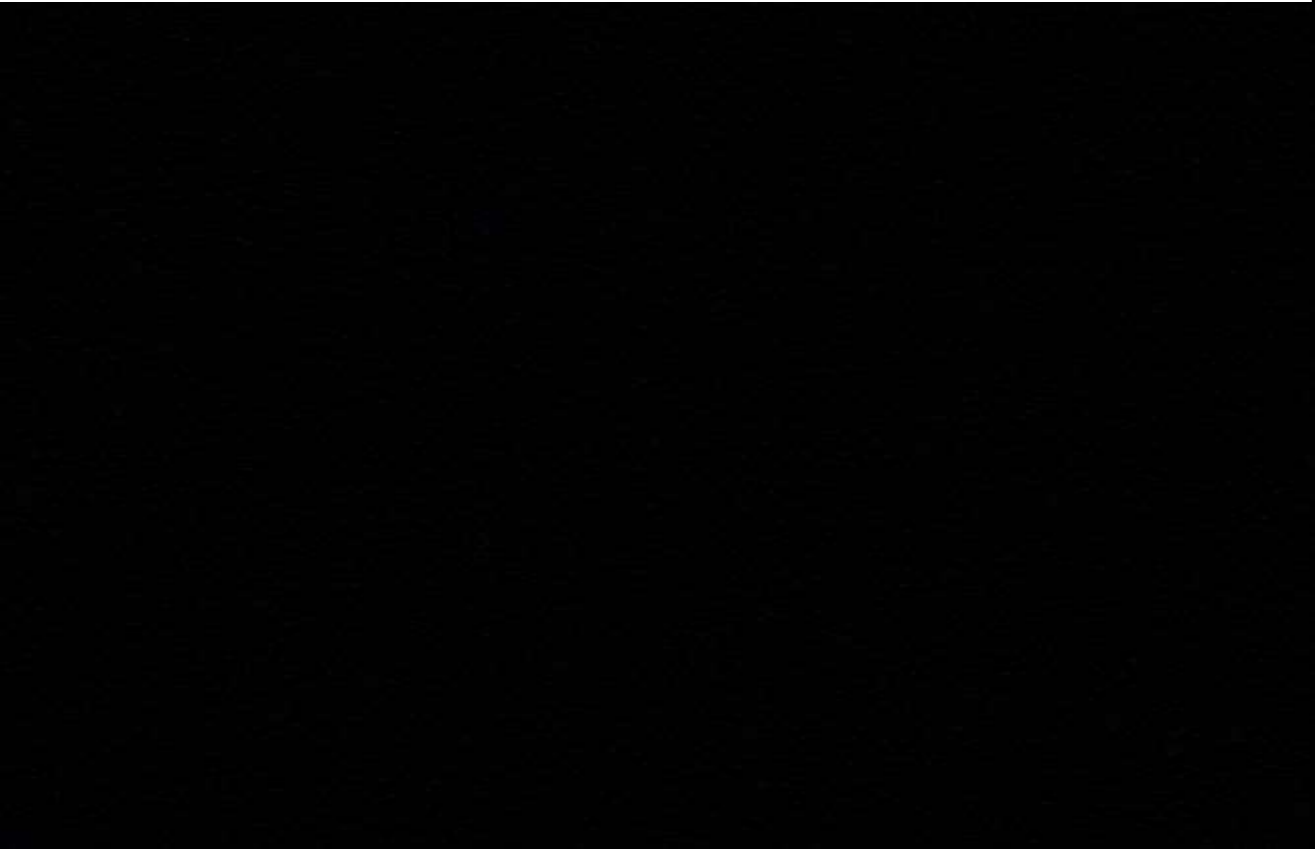


Рисунок 8 – Система сбора и подготовки скважинной продукции на месторождении SKH

Как видно из рисунка, выкидные линии проходят от скважины до автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ), затем [REDACTED] отдельных газожидкостных коллектора объединяются в центральный

коллектор длиной ■■■ м и жидкость со всего фонда добывающих скважин поступает на прием сепаратора первой ступени ■■■■ оборудованный гидроциклонным сепаратором. Трубопровод является сложным, относится ко второй категории.

Для достижения цели исследования необходимы сведения о свойствах следующих элементов объекта исследования: трубопровода и перекачиваемого продукта (нефти и газа). Их характеристики определены по данным СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» [31] и электронного ресурса «Марочник стали и сплавов» [32] с учетом требования нормативного документа ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные» [33] и представлены в таблицах 3,4.

Таблица 3 – Характеристика трубопровода

Наименование показателя	Значение показателя
Наружный диаметр, мм	■■■
Толщина стенки, мм	■■■
Протяженность, м	■■■
Коэффициент условий работы материала труб при разрыве	■■■
Коэффициент условий работы в зависимости от перекачиваемой среды (для СПГ=0,6; для инертного газа=0,75; для инертной жидкости=0,9)	■■■
Коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах	■■■
Коэффициент несущей способности труб	■■■
Коэффициент надежности по нагрузке	■■■
Коэффициент надежности по материалу	■■■
Марка стали	■■■
Предел прочности стали, МПа	■■■
Предел текучести стали, МПа	■■■
Модуль продольной упругости стали, МПа	■■■
Коэффициент температурного расширения стали, 1/°C	■■■
Коэффициент Пуассона	■■■
Плотность стали, кг/м ³	■■■
Рабочее давление, МПа	■■■
Пропускная способность, млн тонн/год	■■■
Срок эксплуатации, лет	■■■

Нефть содержит незначительное количество парафина и светлых фракций, выкипающих до ■■■ °C, содержание в них серы составляет ■■■ - ■■■ %. Плотность нефти варьируется от ■■■ кг/м³ до ■■■ кг/м³. Попутный газ характеризуется низким содержанием углеводородных компонентов газа

(азота ■■■ – ■ % , углекислого газа ■■■ – ■■■ %). Дебит нефти ■■■ м³/сутки с газовым фактором ■■■ м³/т. Обводненность варьируется от ■■■ % до ■■■ %.

Таблица 4 – Характеристика нефти

Наименование показателя	Значение показателя
Плотность при 25 °С , кг/м ³	■■■
Обводненность нефти, %	■■■
Коэффициент объемного расширения нефти	■■■
Удельная массовая теплоемкость нефти, Дж/(кг·°С)	■■■

2.2 Исследование остаточного ресурса нефтепровода

Исследование остаточного ресурса нефтепровода было проведено в два этапа. Первый этап включал проведение измерений остаточной толщины стенки промыслового трубопровода при помощи ультразвукового толщиномера 45MG-DL. Второй этап включал определение расчетного значения остаточного ресурса по минимальной вероятной толщине стенки трубы.

2.2.1 Методика измерения остаточной толщины стенки

При проведении толщинометрии замеры толщины стенки нефтегазопромыслового трубопровода по сечению трубы проводились в 4 точках, их расположение приведено на рисунке 9. Согласно [34] «методика оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов» замеры толщины стенок должны производиться на участках, работающих в наиболее сложных условиях: отводах, местах сужения, тройниках, врезках, в местах скопления влаги, а также на прямых участках трубопроводов через каждые 20 м и менее. Число точек замера на элементах трубопровода определяется специалистами, проводящими обследование. Для трубопроводов, проложенных подземным способом укладки замеры толщины стенок проводится на элементах трубопровода в местах их вскрытия. При измерении толщины стенки поверхность трубы должна быть освобождена от изоляции, шелушащихся слоев краски, грязи в местах замеров, а также от выпуклостей и углублений.

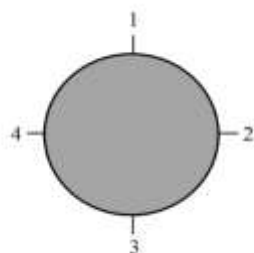


Рисунок 9 – Расположение мест замеров

В результате измерения были получены данные приведенные в таблице 6 в разделе 2.2.3.

2.2.2 Характеристика измерительного оборудования

Исследования остаточного ресурса стенки промышленного трубопровода проводились с помощью ультразвукового толщиномера 45MG-DL (рисунок 9). Его характеристики представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики ультразвукового толщиномера

Наименование характеристик	Значение характеристик
Диапазон толщин (по стали), мм	0,08.....635
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, мм (h- измеряемая толщина)	$\pm (0,003h + 0,1)$
Диапазон настроек скорости ультразвука, м/с	1000.....9999
Продолжительность работы, час	35
Диапазон рабочих температур, °C	-10...+50
Габаритные размеры, мм	162x91,1x41,1
Масса прибора, г	430,9



Рисунок 10 – Ультразвуковой толщиномер

2.2.3 Полученные результаты и их обсуждение

В 2019 году была проведена диагностика технического состояния промышленного трубопровода, выполненного из [REDACTED] [REDACTED], находящегося в эксплуатации с [REDACTED] года. Наружный диаметр [REDACTED] мм, толщина стенки [REDACTED] мм, давление [REDACTED] МПа.

В результате замеров остаточной толщины стенки были получены следующие данные представленные в таблице 6.

Таблица 6 - Замеры толщины стенок труб по результатам диагностики

№ замераемого пояса	Толщина стенки, мм			
	Фактическая			
	1	2	3	4
1	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
3	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
4	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
5	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
6	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
7	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
8	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
9	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
10	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
11	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
12	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
13	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
14	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
15	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
16	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
17	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
18	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
19	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
20	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
21	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
22	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
23	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Продолжение таблицы 6

24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
33				
34				
35				
36				
37				
38				
39				
40				
41				
42				
43				
44				
45				
46				
47				
48				
49				
50				
51				
52				
53				
54				
55				
56				
57				
58				

Окончание таблицы 6

59				
60				

Согласно данным минимальный параметр утонения стенки трубы составляет ■■■ мм и характерна для поясов №■■■■. Это обусловлено трассой трубопровода, так как в этих местах находятся отводы трубопровода.

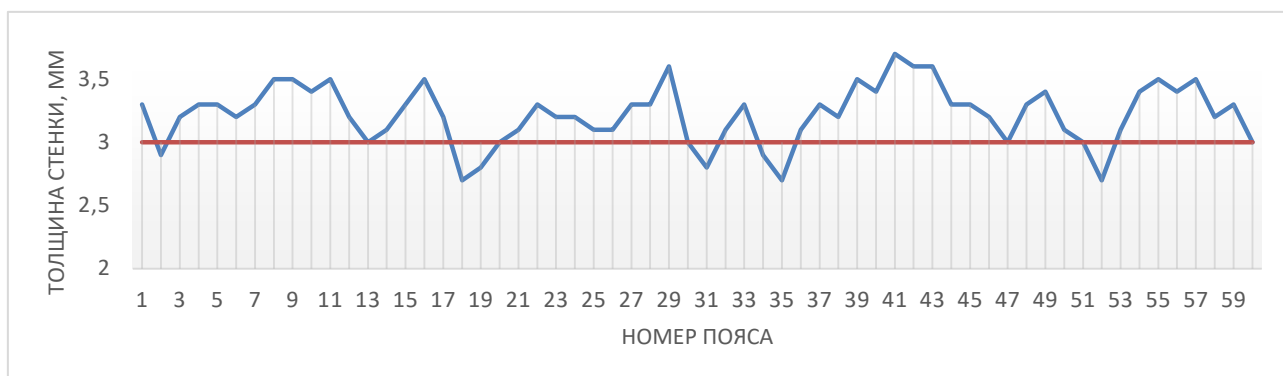


Рисунок 11 – Минимальные толщины стенок в каждом из измерительных поясов

На данном рисунке показаны минимальные толщины стенок в каждом из 60 измеренных поясов. Согласно Методическим указаниям компании (МУК) наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода с диаметром ■■■ мм составляет ■ мм. Как видно из диаграммы, остаточный ресурс трубопровода в результате действия коррозионных процессов в поясах ■■■■■ ниже минимальной толщины стенки. В следствие этого могут происходить аварии и порывы на трубопроводе.

2.2.4 Расчет остаточного ресурса трубопровода

Расчёт остаточного ресурса трубопровода определяется по минимальной вероятной толщине стенки согласно ОСТ [27].

Для своей работы были использованы следующие данные:

- 1) Транспортная среда - газожидкостные углеводороды;
- 2) Завод изготовитель труб – ОАО Синарский трубный завод [43];
- 3) Трубопровод в эксплуатации с ■■■ года;

Таблица 7 - Данные, необходимые для решения поставленной задачи

Коэффициент несущей способности труб	$K = \blacksquare$
Коэффициент надежности по материалу	$\gamma_m = \blacksquare$
Коэффициент надежности по назначению трубопровода	$\gamma_n = \blacksquare$
Коэффициент надежности по нагрузке	$\gamma_f = \blacksquare$
Коэффициент условий работы материала труб при разрыве	$m_1 = \blacksquare$
Коэффициент условий работы в зависимости от перекачиваемой среды (для СПГ = 0,6; для инертного газа = 0,75; для инертной жидкости = 0,9)	$m_2 = \blacksquare$
Коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах	$m_3 = \blacksquare$
Коэффициент перегрузки рабочего давления	$n = \blacksquare$
Коэффициент несущей способности	$\alpha = \blacksquare$
Предел прочности	$R_1^H = \blacksquare$ МПа
Предела текучести	$R_2^H = \blacksquare$ МПа
Наружные диаметр	$d_H = \blacksquare$ мм
Номинальная толщина стенки	$\sigma = \blacksquare$ мм
Рабочее давление	$P = \blacksquare$ МПа
Коррозионностойкая сталь	\blacksquare

1. Определяем расчетную толщину стенки трубопровода:

$$t_n = t_R + S_r + S_K. \quad (2.1)$$

где S_t - технологический припуск по толщине стенки нефтегазопромысловых трубопроводов;

S_k - припуск на коррозию;

$$S_t + S_k = \blacksquare \text{ мм};$$

t_r – расчетная толщина стенки трубопровода.

$$\blacksquare$$

2. Рассчитаем отбраковочную толщину стенки трубопровода:

$$t_{отб} = \frac{nPD_H}{2(R_1 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} \geq 0,75, \quad (2.2)$$

Или

$$t_{отб} = \frac{nPD_H}{2(0,9R_2^H m_3 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} < 0,75. \quad (2.3)$$

При этом, R_1 является расчетным сопротивлением материала труб и деталей трубопроводов и определяется:

$$R_1 = R_1^H m_1 m_2 k_1. \quad (2.4)$$

где k_1 – коэффициент однородности материала труб (для бесшовных труб из углеродистой стали и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $k_1 = 0,8$).

[REDACTED]

Тогда

[REDACTED],

[REDACTED]

В соответствии с полученным, принимаем для расчета $t_{отб}$ формулу (2.2), тогда:

[REDACTED]

3. Среднеквадратичное отклонение измеряемой толщины:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N (t_k - t_{cp})^2}{N-1}}, \quad (2.5)$$

где t_k – результаты измерений толщин стенки на k -тых участках поверхности трубопровода, мм;

t_{cp} – средняя толщина стенки трубопровода, мм.

Средняя толщина стенки из 240 данных составляет $t_{cp} =$ [REDACTED]

Среднеквадратичное отклонение составило $\sigma =$ [REDACTED]

4. Определим вероятную минимальную толщину стенки трубопровода:

$$[REDACTED] \quad (2.6)$$

При этом соблюдается условие:

$$t_{min} \geq t_{отб}, \quad (2.7)$$

[REDACTED]

Это говорит нам о том, что дальнейшая эксплуатация трубопровода возможна.

5. Рассчитаем среднюю скорость коррозии:

$$\frac{\Delta d}{\Delta \tau} \quad (2.8)$$

где τ – период времени (1 год = 12 месяцев).

6. Рассчитаем остаточный ресурс трубопровода:

$$\frac{d}{v_{корр}}$$

Исходя из расчетов можно сделать выводы, что при заданных условиях эксплуатации и исходных характеристиках промышленного трубопровода средняя скорость коррозии в результате коррозионного износа тела трубы составляет Δd мм/год. Также в результате полученных данных по скорости коррозии определил остаточный ресурс промышленного трубопровода, который составляет $\frac{d}{v_{корр}}$ года, что меньше заявленного срока эксплуатации. В следствие этого необходимо принять меры по повышению эксплуатационной надежности промышленного трубопровода.

3 ПРИМЕНЕНИЕ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ В СИСТЕМЕ СБОРА ПРОДУКЦИИ

3.1 Неметаллические трубы для промышленных трубопроводов

Одной из основных причин аварий и утечек на промышленных трубопроводах является коррозия. 90 % отказов на таких трубопроводах происходят в следствие коррозионных повреждений металла.

Применяемые средства защиты, такие как: изоляционные материалы, ингибиторы коррозии, средства ЭХЗ часто отказываются непродуктивными и лишь замедляют скорость коррозии, а не избавляют от нее [29]. В следствие этого и встает вопрос поиска других путей усовершенствования нефтегазопроводных систем России. Наиболее многообещающим и актуальным направлением являются трубы из неметаллических материалов. Однако не менее важным становится вопрос подбора правильного материала для трубопровода.

Наиболее широкое распространение в России и мире получили трубопроводы: полиэтиленовые и стеклопластиковые.

Рассмотрим вышеперечисленные трубопроводы более подробно.

1) Полиэтиленовые трубы высокой плотности (ПВП) изготавливают с диаметром от 20 мм до 630 мм и толщиной стенки от 2 мм до 25,5 мм по ГОСТ 18599-73 Трубы напорные из полиэтилена [35]. Напорные трубы из ПВП изготавливают следующих типов: легкого Л, рассчитанного на условное давление 0,25 МПа; среднелегкого СЛ - на условное давление 0,4 МПа; среднего С - на условное давление 0,6 МПа; тяжелого Т - на условное давление 3 МПа. Температура перекачиваемой жидкости от минус 20 °С до плюс 40 °С. Срок эксплуатации таких труб до 30 лет.

Технология производства таких труб требует дорогостоящих и сложных

					Повышение ресурса безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов на основе применения неметаллических труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Применение неметаллических труб в системе сбора продукции	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Семченко Д.В.						
Руковод.		Чухарева Н.В.					37	145
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

установок и усовершенствованных систем контроля всех труб большого диаметра.



Рисунок 12 - Полиэтиленовые трубы

Также следует отметить, что значения предела прочности и модуля упругости значительно уменьшаются при повышенных температурах, а также с течением времени. Вследствие этого появляются заметные вязкоупругие свойства. Также при длительном использовании и при постоянной нагрузке увеличивается деформация (внутренняя ползучесть).

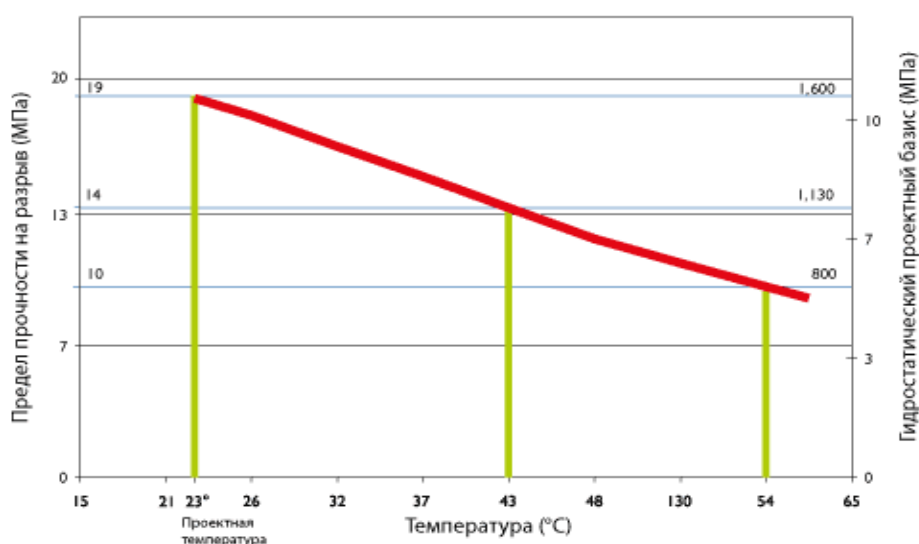


Рисунок 13 – График зависимости напряжений от температуры

Из графика видно, что на начальном этапе кривые внутренней ползучести имеют линейное развитие, где возникают повреждения вследствие пластической деформации. Далее, возникает резкое ухудшение, которое сопровождается увеличением хрупкости и трещинами. Наличие такого

перегиба указывает на ухудшение свойств материала, а также на изменение химической и физической структуры материала, что является естественным старением.

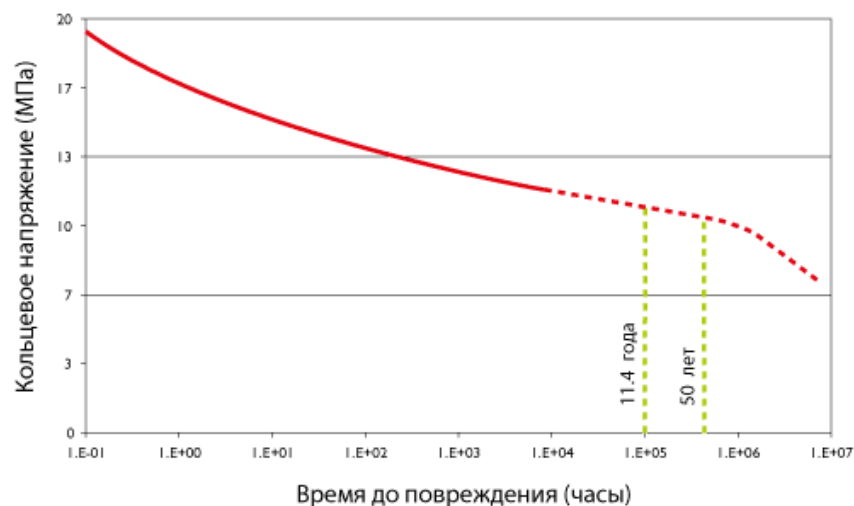


Рисунок 14 – График зависимости кольцевых напряжений от времени

Исходя из рисунка 14, можно сделать вывод, что срок службы труб из ПВХ не может превышать интервал, определенный перегибом кривой. Так как при температуре окружающей среды эта граница находится в районе 11,4 лет, однако если температура выше 30 °С этот показатель значительно снижается. Полиэтиленовые трубы не подвержены биологической, а также электрохимической коррозии. Однако химическая стойкость уменьшается, когда материал подвергается стресс-коррозии (например, значительное удлинение).

Исходя из описанного ранее можно сделать вывод, что эффект механической коррозии, вместе с эффектом охрупчивания и старения являются причиной большого количества повреждений, таких как продольные трещины в верхней образующей линии секции труб. Этот участок наиболее подвержен напряжению вследствие внешних нагрузок.

Стойкость к истиранию, а также ударопрочность материала является очень хорошей. Однако, эффект от удара может привести к структурному ослаблению, даже если повреждение не видно сразу, которое может привести к

повреждениям трубы при длительной эксплуатации [36].

Полиэтиленовые трубы плохо справляются с вертикальными нагрузками грунтов и дорожными нагрузками. В связи с этим такие трубы опираются на пассивную нагрузку грунта, которая удерживает стороны, чтобы избежать сплющивание (овальность) трубы.

Хранение, транспортировка и разгрузка полиэтиленовых труб не вызывает сложностей, кроме тех, что связаны с защитой от деформации и продольного изгиба, которые приводят к проблемам во время сварки.

2) Стеклопластиковые трубы. В зависимости от технологии производства, вида и количества армирующего вещества, а также технологии производства механические и физические свойства стеклопластика заметно меняются.



Рисунок 15 - Стеклопластиковые трубопроводы

Стеклопластик, так же, как и термопластичные материалы, характеризуется вязкоупругими свойствами, но стекловолокно мало подвержено влиянию температур (до 70 – 80°C). Более того, стоит отметить, что при выполнении долгосрочных испытаний на растрескивание кривые регрессии, в соответствии со стандартом ASTM D2992 [37], отражают линейное развитие с би-логарифмическим представлением без типичного перегиба кривой, как у термопластичных материалов и, таким образом, без изменения поведения материала. Как следствие, можно предположить очень долгий срок службы данных неметаллических труб.

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

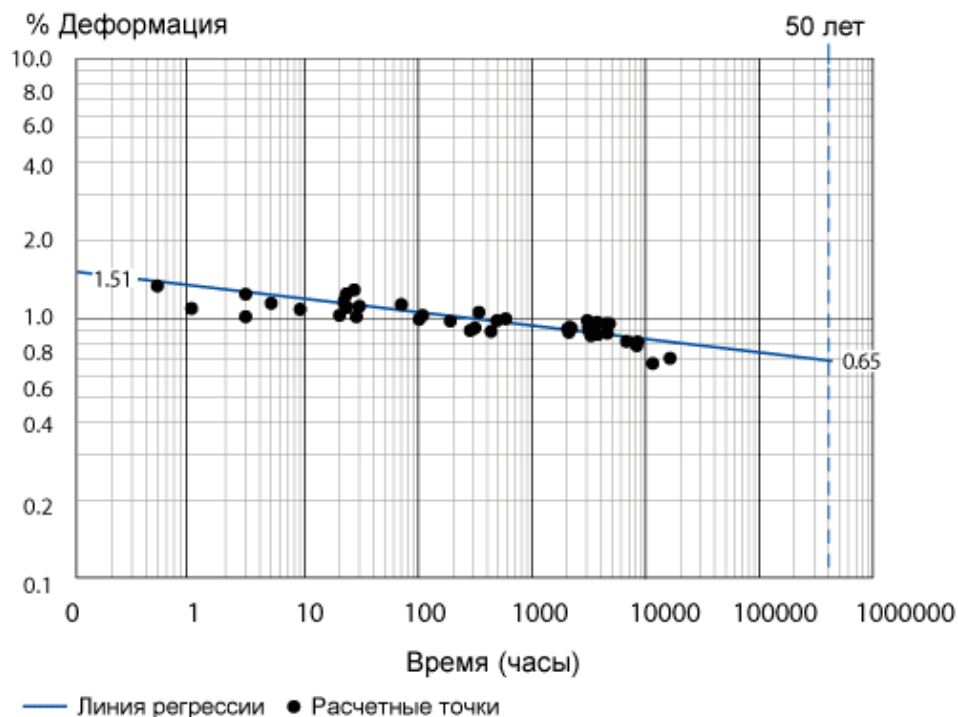


Рисунок 16 - Зависимость деформации от времени в часах

Значения прочности за 50 летний период составляет приблизительно 65,7% от краткосрочных значений. Модули упругости представляют еще меньший износ. Значения единичной нагрузки на растрескивание зависят от химического состава стенки и технологии изготовления трубы.

При производстве стеклопластиковых труб используют различные типы полиэфирной смолы. Из-за высокой жесткости поверхности смолы, сопротивление износу у стеклопластика лучше, чем у термопластичных материалов. Следует отметить, что армирование термопластичного материала стекловолокном увеличивает стойкость к ударным нагрузкам, что в свою очередь препятствует распространению трещин [38].

Трубы из стеклопластика имеют гладкую и обтекаемую как внутреннюю, так и внешнюю поверхность. Расчетная шероховатость как для новой трубы, так и для трубы, которая находится уже много лет в эксплуатации, обычно варьируется между 0.05 и 0.10 мм.

Длина секций стеклопластиковых труб обычно составляет 6 или 12 метров, но с помощью производственной линии непрерывной намотки

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

стекловолокна заказчик может получить любую требуемую ему длину. Трубы из стекловолокна доступны с различными системами стыков таких, как клеевые, а также механические соединения с использованием торцов трубы, охватываемых раструбом других труб или муфтой с уплотняющими прокладками из эластомера. Однако следует отметить, что резьбовые соединения обеспечивают быструю и простую прокладку трубопровода с герметичными стыками, как изнутри, так и снаружи, даже при высоких значениях давления.

3.2 Преимущества неметаллических труб перед металлическими

Неметаллические трубы по сравнению с жесткими стальными трубами, защищенными лакокрасочными, полимерными, а также эмалевыми видами покрытий обладают преимуществами, такими как:

- малым весом по сравнению со стальными трубами, благодаря легкости, облегчается транспортировка материала и монтажные работы, так как они не требуют применения сварочных, теплоизоляционных и подгонных работ;
- высокой механической прочностью к нагрузкам, которые действуют на трубопровод в процессе его монтажа и эксплуатации;
- коррозионной стойкостью, так как составляющие композита имеют низкую реакционную способность, в связи с этим не подвергаются электрохимической коррозии, а также обладают стойкостью к нефтепродуктам, нефти, пластовым водам и кислотам (серной, фосфорной и соляной);
- повышенной атмосферостойкостью, а именно диапазон граничных температур от минус 60 °С до плюс 80 °С, также невосприимчивость к ультрафиолетовым лучам и стойкость к ветру;
- сроком безремонтного использования, который может достигать более 20 лет в тех средах, где срок эксплуатации стальных труб не превышает 10 лет;
- повышенной пропускной способностью, так как не откладывается осадок внутри трубы.

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Использование неметаллических труб сокращает объемы строительно-монтажных работ порядком до 50%. Прокладка таких труб полностью исключает любые подгоночные, сварочные и изоляционные работы. Также стоит отметить, что один километр гибкого неметаллического трубопровода монтирует за 5 часов, этому способствует их гибкость, большая строительная длина, а также малый радиус изгиба.

Применение неметаллических труб взамен стальных трубопроводов гарантирует экономию металла, снижение гидравлических сопротивлений, сокращение числа техногенных событий, а также увеличение срока службы промышленных трубопроводов.

Все эти факторы говорят о том, что применение неметаллических труб в конечном итоге позволяет потребителям перевести парк промышленных трубопроводов в безаварийный режим работы. Применение неметаллических труб взамен труб из нержавеющей стали является эффективным средством повышения долговечности и надежности промышленных трубопроводов.

В таблице 8 представлены возможные дефекты стеклопластиковых труб и способы их устранения.

Таблица 8 - Перечень возможных дефектов труб и деталей трубопроводов

№	Описание дефекта	Критерий допустимости
1	Местные скопления воздушных пузырей, пор, раковин на наружной поверхности детали	Дефект допускается при глубине пор, раковин не более 1,5 мм. Скопление их не должно превышать 5 % от контролируемой поверхности.
2.	Недостаточная пропитка стеклоровинга, характеризующая наличие сухих пятен.	Дефект не допускается. Труба бракуется.
4.	Незначительные единичные инородные включения в теле детали.	При отсутствии особых условий заказчика (например, к электрическим свойствам детали) не выходящие на поверхность незначительные единичные инородные включения и частицы допускаются.
5.	Избыточное скопление смолы в отдельных зонах наружной поверхности	Дефект допускается при высоте скопления смолы не более 3 мм
6.	Волнообразные неровности наружной поверхности трубы	Допускается волнистость наружной поверхности в пределах плюсового допуска на диаметр трубы.

Окончание таблицы 8

7.	Царапины и сколы поверхности	На внутренней поверхности царапины не допускаются. На наружной поверхности трубы допускаются сколы и царапины глубиной не более 0,7 мм при ширине не более 1 мм. При возможности перечисленные дефекты устраняются.
8	Расслоение стеклоровинга по торцам трубы	Труба бракуется.
9	На одной стороне трубы по всей длине ее образующей имеется избыток смолы с наличием капель.	Труба бракуется.
10	В некоторых местах наружной поверхности трубы имеются незначительные растрескивания верхнего слоя смолы.	Дефект допускается при условии, что глубина трещин не превышает 0,8 мм.

Гарантийный срок эксплуатации труб и деталей трубопроводов при соблюдении требований технических условий и правил эксплуатации составляет 24 месяца. Общий срок службы - не менее 50 лет.

3.3 Производство стеклопластиковых труб



Рисунок 17 – Методы производства стеклопластиковых труб

Метод центробежного литья

Метод центробежного литья – это технология производства труб, предложенная Швейцарской компанией Novas. В состав трубопровода входят измельченные стеклянные жгуты, песок, а также полиэфирные смолы.

При этом методе производство осуществляется от наружной стенки трубы к внутренней при действии быстро вращающейся стальной формы.

По мере производства во вращающуюся форму подаются компоненты,

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

вследствие этого и формируется структура внешней поверхности трубопровода.

В процессе производства к жидкой смоле подмешиваются твердые материалы, такие как стекловолокно и наполнитель. Под действием катализаторов и нагрева полимеризация проходит быстрее.



Рисунок 18 - Структура трубы изготовленной методом центробежного литья.

Трубы, изготовленные методом центробежного литья, используются в различных областях промышленности, а именно в следующих целях: питьевая вода, канализация, промышленные трубопроводы, ГЭС и для ирригации.

Достоинствами такого метода изготовления являются:

- возможность отлить стенку любой толщины;
- высокая кольцевая жесткость полимерного композита;
- высокая точность габаритов исходной продукции (внутреннее сечение вращающейся формы соответствует внешнему диаметру готового изделия);
- получение гладкой поверхности снаружи и внутри трубной арматуры.

Недостатком центробежного литья стеклопластиковых труб – это энергоемкость и дороговизна конечного товара.

Метод непрерывной намотки

Этим методом изготавливается большинство стеклопластиковых труб.

Процесс изготовления выглядит следующим образом. На стальную оправку послойно наносится стекломатериал, который пропитан смолой. Тип смолы определяется в соответствии со свойствами среды, которая транспортируется по трубопроводу. После намотки стекловолокна со связующим компонентом (полиэфирная или эпоксидная смола) на оправку труба отверждается, снимается с оправки, а также испытывается и дальше

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отгружается заказчику.

После полимеризации образуется высокопрочная и инертная структура, которая включает шесть слоев:

- внешняя намотка из нетканой ленты наделяет трубу стойкостью к воздействию атмосферных явлений, химических веществ, ультрафиолетовых лучей;
- слой мощности (внешний структурный слой), обеспечивает прочность в процессе эксплуатации при действии внешних и внутренних нагрузок;
- средняя прослойка (сердцевина) состоит из стекловолокна, песка и полиэфирной смолы;
- повторный слой мощности (внешний структурный слой) состоит из стекловолокна и смолы;
- прокладка стеклянных нитей и смолы (защитный слой);
- защитное покрытие из нетканого стекловолокна (внутреннее покрытие) которое обеспечивает стойкость к воздействию абразивной или агрессивной среды, а также герметичность. Защитное покрытие наносится слоем до 3 мм.



Рисунок 19 - Структура трубы, изготовленной методов непрерывной намотки

Производство трубной продукции позволяет выпускать изделия с разным составом внутреннего слоя, в зависимости от транспортируемой среды.

Отечественные производители труб применяют следующую маркировку защитных покрытий. Эта маркировка отображает допустимую сферу использования:

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- А – транспортировка жидкости с абразивами;
- П – подача и отвод холодной воды, в том числе питьевой;
- Х – допустимо использование в химически агрессивной газовой и жидкостной среде;
- Г – системы горячего водоснабжения;
- С – другие жидкости, в том числе с повышенной кислотностью.

3.4 Производство полиэтиленовых труб

Технология производства полиэтиленовых труб с помощью метода экструзии реализуется на конвейерах безостановочного закрытого действия.

Весь процесс включает в себя следующие этапы:

- гранулы, поступающие из бункера накопления внутрь экструдера, проходят процесс плавки. далее шнек подает вязкую массу в экструзионную головку;
- в головке экструдера под воздействием достаточно высокого давления полимерная масса приобретает форму будущих изделий;
- далее сформированную заготовку отправляют на зону, где происходит вакуумная калибровка диаметра, на этом этапе изделие также частично охлаждают;
- на следующем этапе, согласно технологическому процессу, труба проходит процесс полной нормализации температуры, для чего применяются специальные ванны охлаждения;
- завершает производство полиэтиленовых труб нарезка готовой трубной заготовки на отрезки нужной длины при помощи особой планетарной пилы;
- в дальнейшем готовое изделие проходит соответствующую маркировку и складирование на стеллажах, с последующим вывозом на пункты реализации или хранения.

После производства полиэтиленовые трубы подвергаются контролю качества. Производится визуальный и измерительный осмотр готовой

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

продукции. Проверяющие обследуют внутреннюю и внешнюю поверхность трубы на предмет наличия раковин, царапин или наплывов. Проверка труб производится согласно ГОСТу.

Данным методом изготавливаются два основных вида полиэтиленовых труб:

- полиэтилен высокого давления, связь между давлением полимеризации этилена и физическими свойствами материала на выходе обратная, чем выше давление, тем менее плотный и, следовательно, менее прочный к механическим воздействиям материал получается на выходе.

- полиэтилен низкого давления, противоположен полиэтилену высокого давления, так как более прочен по отношению к любым механическим воздействиям.

3.5 Способы соединения стеклопластиковых труб

Стеклопластиковые трубы имеют 5 основных типов соединения:

- клеевое соединение;
- резьбовое соединение;
- бугельное соединение;
- раструбное и муфтовое соединение;
- фланцевое соединение.

Подробно данные способы соединения стеклопластиковых труб рассмотрены в Приложении Б

3.6 Способы соединения полиэтиленовых труб

Типы соединения полиэтиленовых труб, в зависимости от своего функционального назначения, разделяются на две группы:

1. разъемные – могут быть разобраны в течение эксплуатационного срока;
2. неразъемные – при эксплуатации их разборка невозможна.

Полиэтиленовые трубы соединяются друг с другом с помощью термической сварки или с помощью механических фитингов. Полиэтиленовая

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

труба может быть соединена с другими материалами трубы с помощью компрессионных фитингов, фланцев или других квалифицированных типов изготовленных переходных фитингов. Более подробно способы соединения полиэтиленовых труб приведены в Приложении Б.

3.7 Неразрушающий контроль неметаллических труб

С развитием трубопроводного транспорта требуется решать задачи определения его остаточной работоспособности. Существующие методы неразрушающего контроля стальных труб, такие как: магнитные (метод магнитной анизотропии), оптические (топографические, лазерные), электрические, акустические (импульсные, шумодиагностические и др) не позволяют обнаруживать дефекты в неметаллических трубопроводах, так как их физико-химические свойства значительно отличаются. Использование существующих методик невозможно [39].

Дефекты, возникающие в структуре неметаллических труб: поверхностное вздутие, коробление, расслоение; коробление и поворот отдельных слоев материала; повышенная пористость, раковины, трещины, вздутие; снижение адгезии связующего вещества и наполнителя и др. Все выше перечисленные дефекты приводят к возникновению внутренних остаточных напряжений, а также нарушению ориентации армирующих волокон, которые провоцируют появление концентраторов напряжений. Это происходит потому что в материале трубы возникают участки со значительным расхождением физико-химических свойств.

Своевременное прогнозирование остаточного ресурса позволит избежать техногенные события при разрушении трубопроводов и разгерметизацию конструкций и деталей. Не выявленные же дефекты могут приводить к значительным экономическим потерям.

Основным методом неразрушающего контроля неметаллических труб является акустический. Среди акустических методов контроля неметаллических труб особое место занимают специальные низкочастотные

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

методы.

Особенностью такого метода является то, что между исследуемой конструкцией и чувствительным органом дефектоскопа происходит сухой контакт в небольшой площади ($0,01 - 0,5 \text{ мм}^2$). К таким методам относятся импедансный и велосиметрический методы.

Специальные низкочастотные методы позволяют обнаруживать дефекты клеевого соединения между неметаллическим каркасом и покрытием, а также дефекты в неметаллических конструкциях [40].

Низкочастотные методы неразрушающего контроля клеевых конструкций позволяют контролировать:

- детали с различной шероховатостью поверхности, выполненных из анизотропных материалов;
- детали с кривизной поверхности (как выпуклых деталей, так и вогнутых);
- детали без смачивания или погружения их в жидкость. Это позволяет проводить контроль конструкций из гигроскопичных материалов.

Рассмотрим более подробно акустический велосиметрический метод неразрушающего контроля.

Этот метод основан на влиянии нарушений сплошности материала (дефектов) на скорость распространения упругих волн в контролируемой конструкции, а также на изменении пути волны между излучателем и приемником, вызванное наличием таких нарушений [41].

В исследуемом изделии возбуждаются непрерывные или импульсные низкочастотные УЗК (20-70 кГц). Дефекты регистрируются по времени распространения волны на участке между излучающим и приемным вибраторами дефектоскопа. Эти параметры не зависят от силы прижатия преобразователя к изделию, состояние акустического контакта и других факторов, поэтому метод отличается повышенной стабильностью показаний. Данный метод позволяет выявлять дефекты на глубине до 30 мм.

					Применение неметаллических в системе сбора продукции	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Однако двусторонним методом могут исследоваться конструкции толщиной до 100 мм.

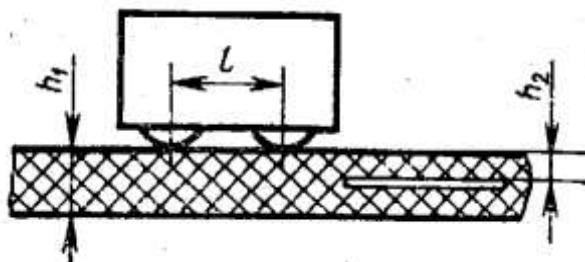


Рисунок 20 - Схема одностороннего контроля велосиметрическим методом

Преобразователь в корпусе содержит излучающий и приемный вибраторы с фиксированным расстоянием l между осями. От излучателя распространяется во всех стороны непрерывно излучаемая антисимметрическая волна нулевого порядка. С увеличением толщины изделия фазовая скорость c ее распространением увеличивается. При отсутствии дефекта скорость c_1 определяется толщиной h_1 изделия. при расположении преобразователя над расслоением скорость волны c_2 соответствует толщине h_2 разделенного дефектом слоя, причем $c_2 < c_1$. С уменьшением скорости меняется фаза бегущей волны в точке приема, это и служит основным признаком дефекта. Дополнительным признаком является увеличение амплитуды принятого сигнала.

Для излучения и приема упругих колебаний в преобразователях применяют работающие на собственных частотах составные пьезовибраторы. В преобразователях при одностороннем доступе к изделию расстояние между осями вибраторов выбирают порядка длины упругой волны (20-35 мм). Во всех преобразователях вибраторы прижимаются к контролируемому изделию пружинами. Следует отметить и тот факт, что метод контроля изделий с односторонним доступом такой же, как и при импедансном методе. При увеличении глубины залегания дефекта чувствительность велосиметрического метод падает.

4 РАСЧЕТ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

4.1 Исходные данные для проектирования

Для дальнейших расчетов рассмотрим 3 варианта:

1. Замена аварийных трубопроводов на стальные трубопроводы. Примем трубу с диаметром ■ мм с толщиной стенки ■ мм, стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости, предназначенные для обустройства месторождений, по ТУ 14-ЗР-124-2012 [42] из стали марки ■ с заводским антикоррозионным покрытием.

2. Замена аварийных трубопроводов на стеклопластиковые трубы с условным диаметром ■ мм по ТУ 2296-001-26757545-2008 [43] производителя ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб».

3. Замена аварийных трубопроводов на полиэтиленовые трубы высокой плотности с условным диаметром ■ мм по ГОСТ 18599-2001 [35].

4.2 Расчет стальных трубопроводов на прочность и устойчивость

При определении напряжений и в расчетах трубопроводов на прочность и устойчивость необходимо принимать значения физических характеристик трубной стали представленные в таблице 9 (в упругой области работы материала труб).

Таблица 9 – Физические характеристики трубной стали

Наименование показателя	Значение показателя
модуль упругости E_0	■ МПа
коэффициент Пуассона	$\mu_0 = \text{■}$
коэффициент линейного расширения	$\alpha = \text{■} \times (\text{°C})^{-1}$

При анализе напряженно-деформированного состояния трубопровода следует учитывать упругопластические свойства материала труб. В этом случае модуль деформации и коэффициент поперечной деформации следует определять в соответствии с диаграммой деформирования стали в зависимости

					Повышение ресурса безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов на основе применения неметаллических труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет промышленного трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Семченко Д.В.						
Руковод.		Чухарева Н.В.					52	145
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

от уровня эквивалентных напряжений (интенсивности напряжений).

Значения предела прочности и текучести необходимо принимать по техническим условиям, принятым в проекте.

4.2.1 Определение гидравлических сопротивлений

Расчетная часовая производительность нефтепровода определяется по формуле (4.1):

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{год}}}{24 \times N_p \times \rho} \times 10^9, \quad (4.1)$$

где $G_{\text{год}}$ – годовая производительность нефтепровода, млн.т/год;

ρ – плотность нефти, примем \blacksquare кг/м³,

N_p – расчетное число рабочих дней, примем 350 суток.

Исходя из средней добычи жидкости по месторождению примем $G_{\text{год}}$ равное \blacksquare млн.т.

\blacksquare

Секундный расход нефти и ее средняя скорость определяются по формулам (4.2) и (4.3):

$$\blacksquare, \quad (4.2)$$

$$w = \frac{4Q_c}{\pi D_B^2}, \quad (4.3)$$

$$\blacksquare.$$

Определим режим течения по формуле (4.4):

$$\blacksquare, \quad (4.4)$$

где ν – кинематическая вязкость, примем 3,1 мм²/с.

$$\blacksquare$$

Так как $Re > 2320$, режим течения жидкости турбулентный. Определим зону трения. Для этого определяем относительную шероховатость труб при

					Расчет промыслового трубопровода	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

k , равном 0,05 мм по формуле:

$$\text{[Redacted]} \quad (4.5)$$

Первое переходное число Рейнольдса:

$$\text{[Redacted]}, \quad (4.6)$$

Второе переходное число Рейнольдса:

$$\text{[Redacted]}, \quad (4.7)$$

Так как $Re_I < Re < Re_{II}$, то течение нефти происходит в зоне смешанного трения, поэтому коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \varepsilon \right)^{0,25}, \quad (4.8)$$

$$\text{[Redacted]}$$

4.2.2 Проверка условий прочности

Расчет трубопровода на прочность состоит в выполнении проверок кольцевых напряжений, продольных напряжений и эквивалентных напряжений.

1. Условие прочности для кольцевых напряжений σ_h , МПа, выполняется, если кольцевые напряжения от расчетного давления, вычисляемые по формуле (4.9):

$$\sigma_h = \frac{P \times D}{2 \times \delta} \leq k_y \times F_y \times \sigma_y, \quad (4.9)$$

$$\text{[Redacted]}$$

$$\text{[Redacted]}$$

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется.

2. Проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений:

-при $\sigma_l > 0$ вычисляют по формуле:

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_l \leq F_{eq} \times \sigma_y, \quad (4.10)$$

-при $\sigma_l < 0$ вычисляют по формуле:

$$\sigma_{eq} \leq F_{eq} \times \sigma_y. \quad (4.11)$$

где σ_l - продольное напряжение, МПа;

σ_{eq} - эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

F_{eq} - расчетный коэффициент для продольных и эквивалентных напряжений, принимаемый в зависимости от стадии «жизни» трубопровода. Примем F_{eq} равное 1.

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса, вычисляется по формуле (4.12):

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \times \sigma_l + \sigma_l^2 + 3\tau^2}, \quad (4.12)$$

где σ_h - кольцевые напряжения от внутреннего давления, МПа;

σ_l - продольные напряжения, МПа;

τ - касательные напряжения, МПа.

Продольное и касательное напряжения определяются из выражений:

Продольные напряжения σ_l , МПа:

$$\sigma_l = \sigma_h \times \mu - E \times \alpha \times \Delta T \pm \frac{E \times D}{2R}, \quad (4.13)$$

где μ - коэффициент поперечной деформации материала труб;

E - модуль деформации материала труб, МПа;

D - наружный диаметр трубы, м;

R - радиус упругого изгиба, м;

α - линейный коэффициент температурного расширения, $(^\circ\text{C})^{-1}$;

ΔT - температурный перепад, $^\circ\text{C}$.

Касательные напряжения τ , МПа:

$$\tau = \frac{M_\tau}{2W} + \frac{2Q}{A}, \quad (4.14)$$

где Q - поперечная сила, МН.

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q = P \times \pi \times \frac{D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (4.15)$$

где M_τ - крутящий момент, МН×м.

$$M_\tau = 2 \times 1 \times A, \quad (4.16)$$

где A - площадь поперечного сечения трубы, м².

$$A = \frac{\pi \times (D^2 - D_{\text{вн}}^2)}{4}, \quad (4.17)$$

где W - момент сопротивления сечения трубопровода, м³.

$$W = 2I/D, \quad (4.18)$$

где I – момент инерции сечения трубы, м⁴

$$I = \frac{\pi \times (D^4 - D_{\text{вн}}^4)}{4}, \quad (4.19)$$

[Redacted]

Момент сопротивления сечения трубопровода:

[Redacted]

Площадь поперечного сечения трубы:

[Redacted]

Крутящий момент:

[Redacted]

Поперечная сила:

[Redacted]

Касательные напряжения:

[Redacted]

Продольные напряжения σ_l :

Растягивающие:

[Redacted]

Сжимающие:



Эквивалентное напряжение



-при $\sigma_l > 0$; [redacted] - условие для продольных растяжений выполняется.

-при $\sigma_l < 0$; [redacted] - условие для эквивалентных растяжений выполняется.

Условия прочности для стальных трубопроводов [redacted] мм выполняются.

4.3 Расчет стеклопластиковых трубопроводов

4.3.1 Расчет толщины стенки стеклопластиковых трубопроводов

Приблизенно, номинальная толщина стенки трубы может быть определена по формуле (4.20), мм:

$$\delta_{cc} \geq \frac{P \times D_{вн}}{2 \times \sigma_{cy}}, \quad (4.20)$$

где P – рабочее давление, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, мм;

σ_{cy} – допускаемые окружные напряжения, принимаемые по ТУ 2296-001-26757545-2008 принимаем равное [redacted] МПа [43].

Для трубопровода условного диаметра [redacted] мм.



По спецификации производителя ТУ 2296-001-26757545-2008 примем трубы диаметром [redacted] мм и толщиной стенки [redacted] мм.

4.3.2 Расчет на прочность стеклопластиковых трубопроводов

Прочностной расчет трубопроводов из полимерных материалов, рекомендуется сводить к соблюдению неравенства (4.21):

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\frac{\varepsilon_p}{\varepsilon_{pp}} + \frac{\varepsilon - \varepsilon_c}{\varepsilon_{pp}} \leq 1, \quad (4.21)$$

где ε_p – максимальное значение деформации растяжения материала в стенке трубы из-за овальности поперечного сечения трубы под действием грунтов ($q_{гр}$, МПа) и транспортных нагрузок (q_t , МПа);

ε - степень растяжения материала стенки трубы от внутреннего давления в трубопроводе;

ε_c - степень сжатия материала стенки трубы от воздействия внешних нагрузок на трубопровод;

ε_{pp} - предельно допустимое значение деформации растяжения материала в стенке трубы, происходящей в условиях релаксации напряжений;

ε_{pp} - предельно допустимая деформация растяжения материала в стенке трубы в условиях ползучести (4.32);

Значение ε_p может быть определено по формуле (4.22):

$$\varepsilon_p = 4,27 \times K_\sigma \frac{\delta}{D} \psi \times K_{з\psi} \quad (4.22)$$

где K_σ - коэффициент постели грунта для изгибающих напряжений, учитывающий качество уплотнения, его можно принимать: при тщательном контроле - 0,75, при периодическом контроле - 1,0, при отсутствии контроля - 1,5;

$K_{з\psi}$ - коэффициент запаса на овальность поперечного сечения трубы, принимается равным: 1,0- для напорных и самотечных трубопроводов и 2 - для дренажных трубопроводов;

ψ - относительное укорочение вертикального диаметра трубы в грунте.

Определим по формуле (4.23):

$$\psi = \psi_{гр} + \psi_t + \psi_m, \quad (4.23)$$

где $\psi_{гр}$ – относительное укорочение вертикального диаметра трубы под действием грунтовой нагрузки;

ψ_t - относительное укорочение вертикального диаметра трубы под

					Расчет промыслового трубопровода	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

действием транспортных нагрузок;

ψ_m - относительное укорочение вертикального диаметра трубы, образовавшееся в процессе складирования, транспортировки и монтажа.

Его можно приближенно принимать 0,02.

$$\psi_{гр} = K_{ок} \frac{K_{\tau} \times K_w \times q_{гр}}{K_{ж} \times G_0 + K_{гр} \times E_{гр}},$$

где K_{τ} - коэффициент учитывающий запаздывание овальности поперечного сечения трубы во времени и зависящий от типа грунта, степени его уплотнения, может принимать значения от 1 до 1,5;

K_w - коэффициент прогиба учитывающий качество подготовки ложа и уплотнения, можно принимать: при тщательном контроле - 0,09, при периодическом - 0,11, при бесконтрольном ведении работ - 0,13;

$K_{гр}$ - коэффициент учитывающий влияние грунта засыпки на овальность поперечного сечения трубопровода, можно принять равным 0,06;

$E_{гр}$ - модуль деформации грунта траншеи, примем 5 МПа;

$K_{ж}$ - коэффициент учитывающий влияние кольцевой жесткости оболочки трубы на овальность поперечного сечения трубопровода, можно принимать равным 0,15.

$$q_{гр} = \gamma H_{гр}, \quad (4.24)$$

где γ - удельный вес грунта, Н/м³;

$H_{гр}$ - глубина засыпки трубопровода, считая от поверхности земли до уровня горизонтального диаметра, примем 1,5 м.

Кратковременная кольцевая жесткость оболочки трубы:

$$G_0 = 53,7 \frac{E_0 \times I}{(1 - \mu^2)(D - \delta)^3}, \quad (4.25)$$

где μ - коэффициент Пуассона материала трубы (приводится в нормативной документации), равный 0,39;

I - момент инерции сечения трубы на единицу длины, определяемый по формуле (4.26):

					Расчет промыслового трубопровода	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I = \frac{\delta^3}{12}. \quad (4.26)$$

Относительное укорочение вертикального диаметра трубы под действием транспортных нагрузок:

$$\psi_T = K_{ок} \frac{K_y \times q_T}{K_{ж} \times G_0 + K_{гр} \times n \times E_{гр}}, \quad (4.27)$$

где K_y – коэффициент уплотнения грунта, примем 1,25;

q_T – транспортная нагрузка, принимаем 0,01 МПа;

n – коэффициент, учитывающий глубину заложения трубопровода, примем равное 0,5;

$K_{ок}$ – коэффициент, учитывающий процесс округления овализованной трубы под действием внутреннего давления, примем равный 1.

Суммарная внешняя нагрузка на трубопровод определяется по формуле (4.28) МПа;

$$q_c = q_{гр} + q_T, \quad (4.28)$$

$$\varepsilon = \frac{P}{2E_0} \times \frac{D}{\delta} \quad (4.29)$$

$$\varepsilon_c = \frac{q_c}{2E_0} \times \frac{D}{\delta} \quad (4.30)$$

$$\varepsilon_{pp} = \frac{\sigma_0}{E_\tau \times K_3}, \quad (4.31)$$

где σ_0 – кратковременная расчетная прочность при растяжении материала трубы, МПа;

E_0 , E_τ – кратко- и долговременные значения модуля упругости при растяжении материала трубы, МПа.

$$\varepsilon_{pp} = \frac{\sigma_0}{E_0 \times K_3}, \quad (4.32)$$

где K_3 – коэффициент запаса, примем 2.



					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$0,983 < 1$ – условие прочности для стеклопластиковых трубопроводов диаметром ■■■ мм и толщиной стенки ■■■ мм - выполняется.

Для определения в стенке трубы напряжений, превышающих допустимые, и установления диапазона изменения численных характеристик процессов, влияющих на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность), возникающих при осадке трубопровода с помощью программного продукта ANSYS.

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

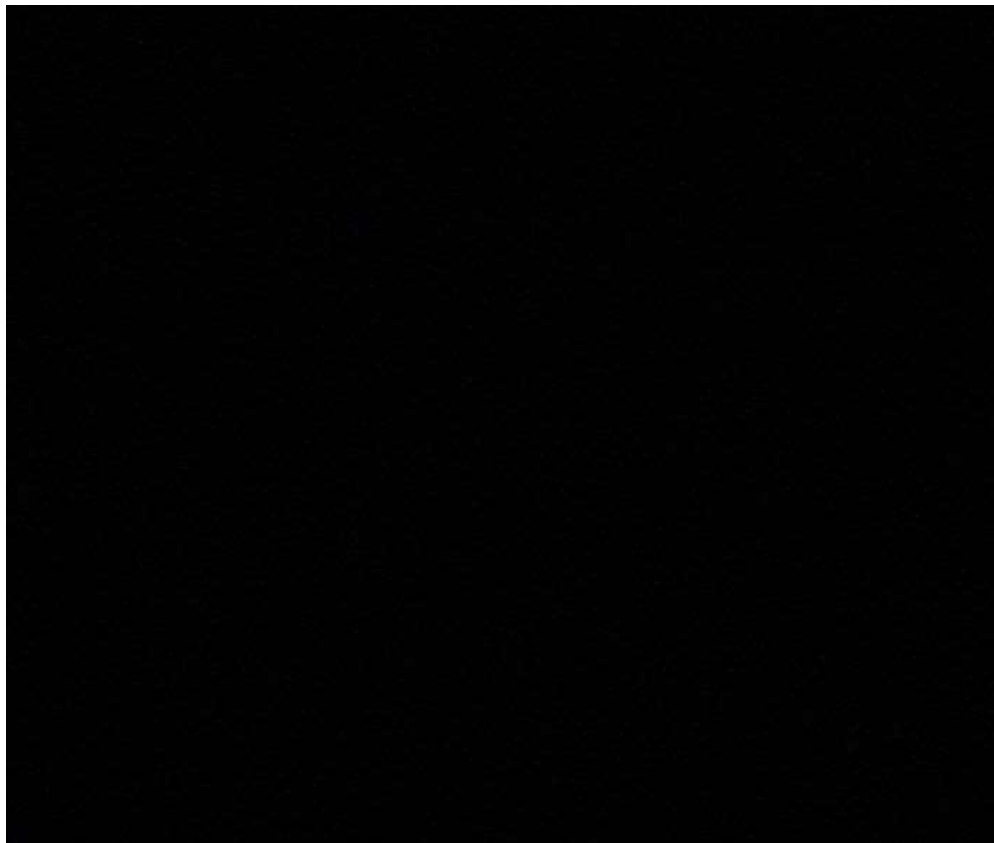


Рисунок 21 - Исходные данные для стеклопластиковой трубы

Исследуемый участок трубопровода имеет следующие характеристики:
наружный диаметр ■■■ мм, толщина стенки ■■ мм, длина ■■■ м, рабочее
давление ■■ МПа.

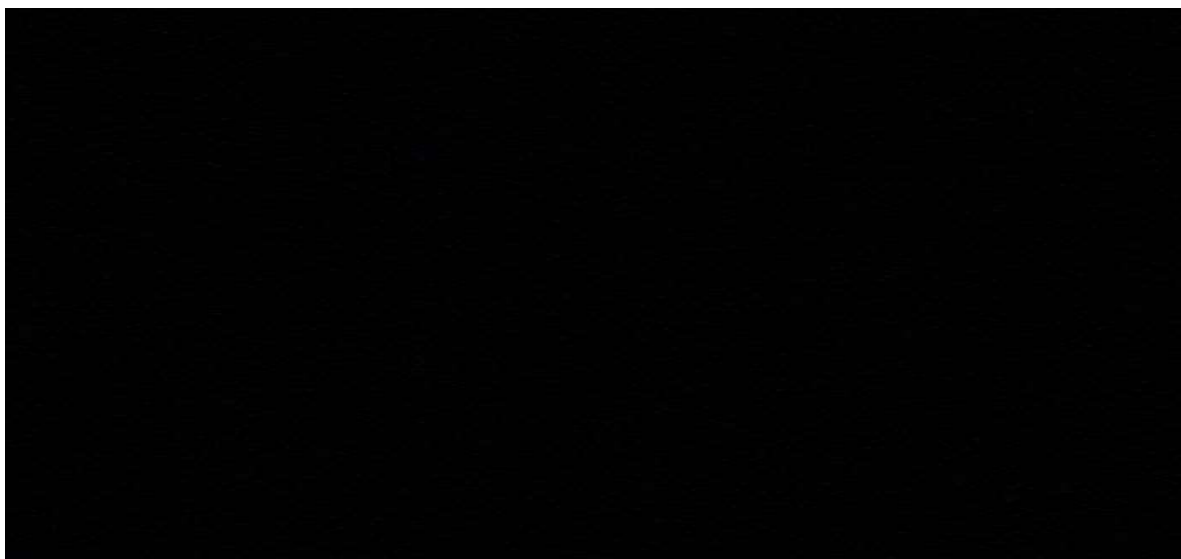


Рисунок 22 – Кольцевые напряжения в стенке трубы

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

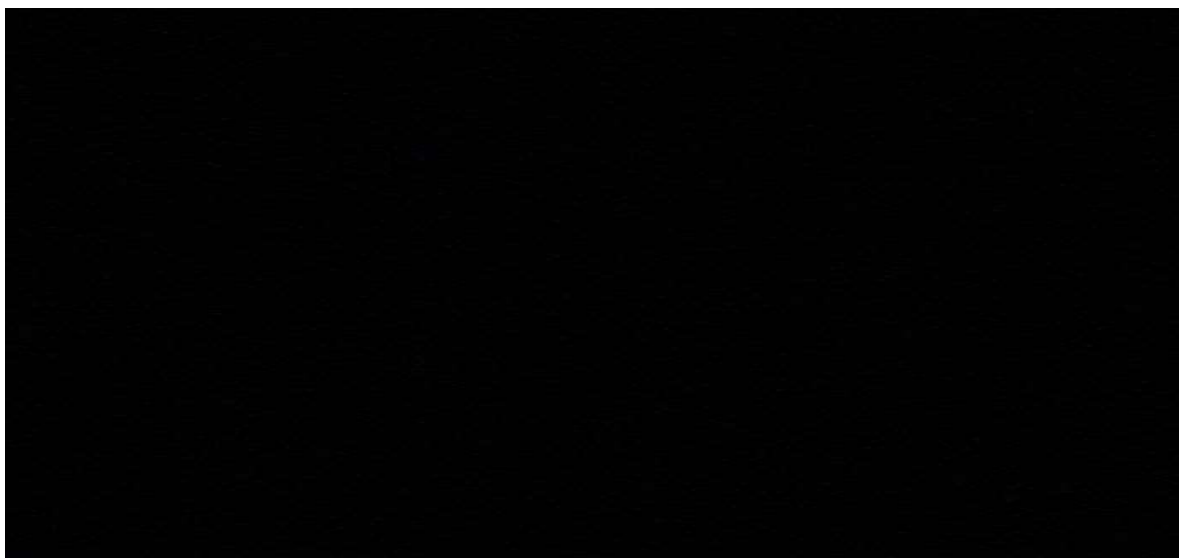


Рисунок 23 – Продольные напряжения

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- наибольшие значения напряжений располагаются на верхних и нижних образующих трубопровода, что объясняется давлением грунта на трубопровод сверху и снизу;
- изменение значений напряжений, возникающих при осадке трубопровода, меньше чем предел текучести материала, что свидетельствует о том, что разрушение трубопровода не произойдет.

4.4 Расчет полиэтиленовых трубопроводов

4.4.1 Расчет толщины стенки полиэтиленовых трубопроводов

Приблизенно, номинальная толщина стенки трубы может быть определена по формуле (4.33), мм:

$$e = \frac{d}{2S+1}, \quad (4.33)$$

где P – номинальный наружный диаметр, мм;

S – серия трубы.

$$S = \frac{\sigma}{MOR}, \quad (4.34)$$

где MRS – минимальная длительная прочность, МПа;

C – коэффициент запаса прочности, равный ■■■;

MOR – максимальное рабочее давление, МПа;

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

σ - допускаемое напряжение в стенке трубы.

$$\sigma = \frac{MRS}{c}. \quad (4.35)$$

Для трубопровода условного диаметра ■ мм. Согласно классу полиэтилена ПЭ100 минимальная длительная прочность равняется ■ МПа.

■

■

■

Согласно ГОСТ 18599-2001 «Трубы напорные из полиэтилена» [35] примем трубы диаметром ■ мм и толщиной стенки ■ мм.

4.4.2 Расчет на прочность полиэтиленовых трубопроводов

■

■

■

■

■

■

■

■

■

■

■



$0,984 < 1$ – условие прочности для полиэтиленовых трубопроводов диаметром ■ мм и толщиной стенки ■ мм - выполняется.

Для определения в стенке трубы напряжений, превышающих допустимые, и установления диапазона изменения численных характеристик процессов, влияющих на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность), возникающих при осадке трубопровода с помощью программного продукта ANSYS.

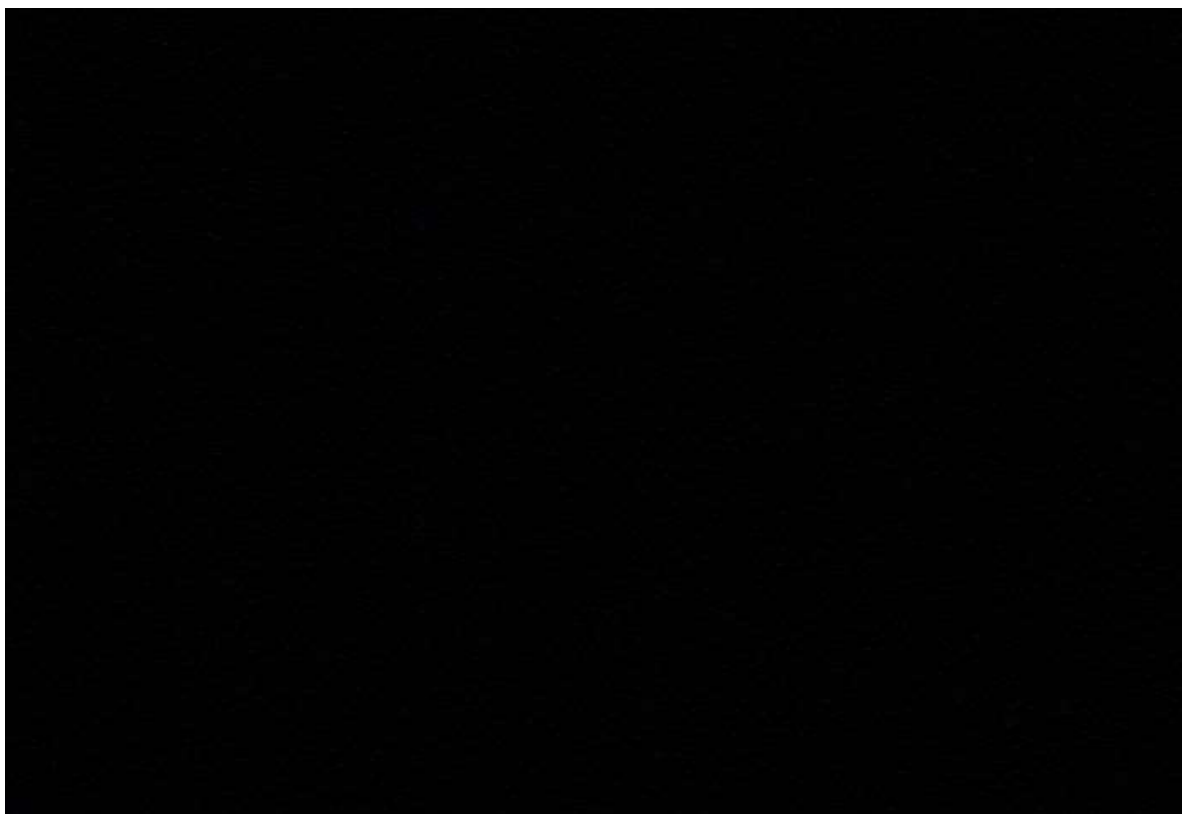


Рисунок 24 - Исходные данные для полиэтиленовой трубы

Исследуемый участок трубопровода имеет следующие характеристики: наружный диаметр ■ мм, толщина стенки ■ мм, длина ■ м, рабочее давление ■ МПа.

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

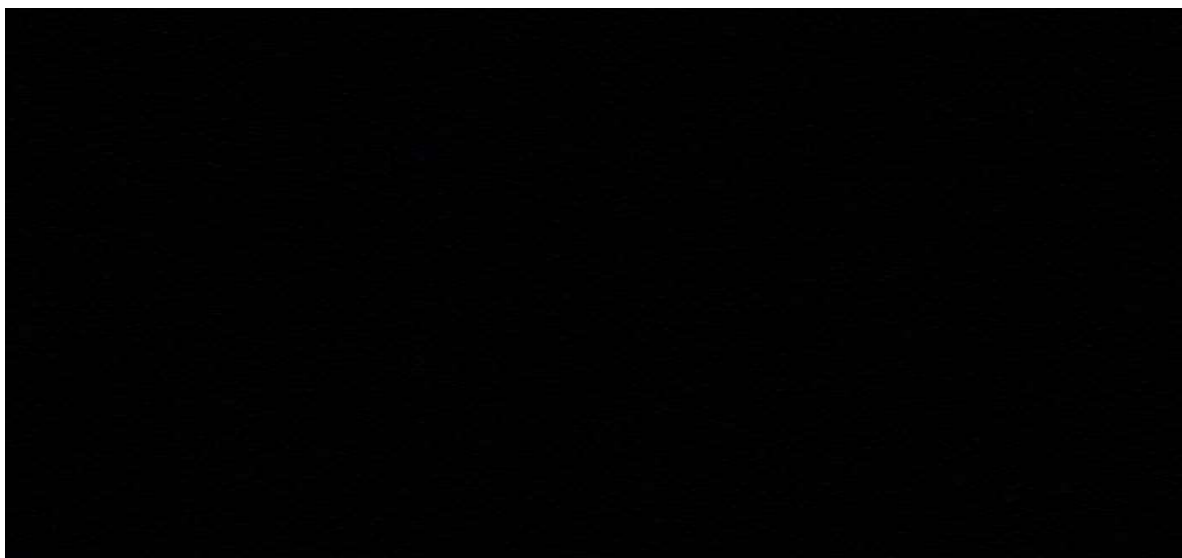


Рисунок 25 – Кольцевые напряжения в стенке трубы

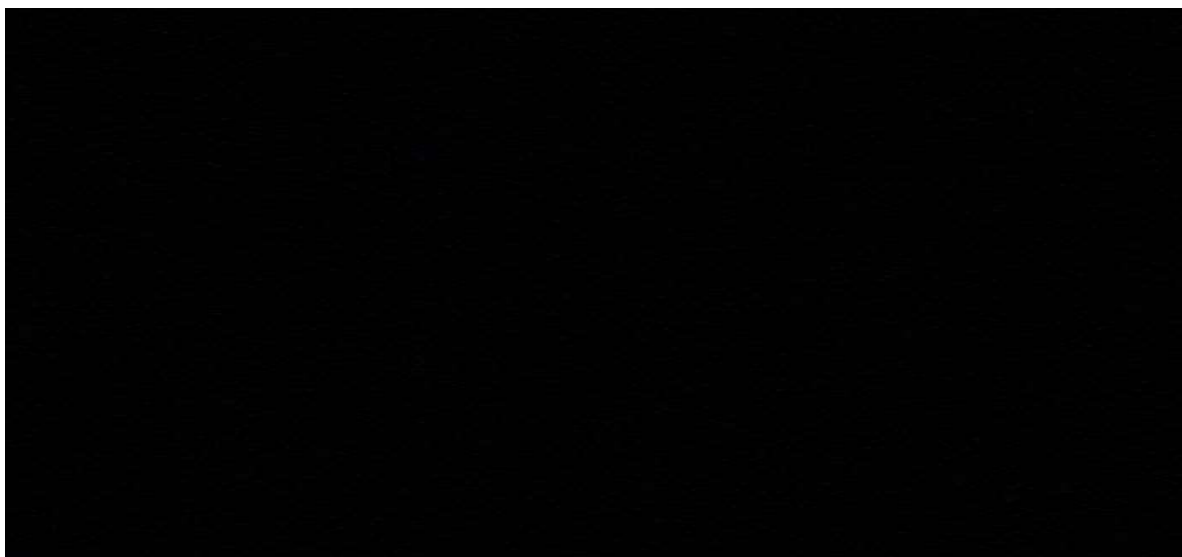


Рисунок 26 – Продольные напряжения

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- наибольшие значения напряжений располагаются на верхних и нижних образующих газопровода, что объясняется давлением грунта на газопровод сверху и снизу;
- изменение значений напряжений, возникающих при осадке трубопровода меньше чем предел текучести материала, что свидетельствует о том, что разрушение трубопровода не произойдет.

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.5 Гидравлические удары в трубопроводах

При эксплуатации промышленные трубопроводы подвергаются динамическим нагрузкам, таким как: гидроудары, вибрации, вызванные пульсацией давления. Такие нагрузки образуются в результате аварийных отключений электропитания, срабатываниях запорной арматуры, а также при работе насосного оборудования.

Гидравлический удар – это резкое изменение давления в напорном трубопроводе, вызванное внезапным изменением скорости движения жидкости. Это может происходить в результате быстрого открытия и закрытия задвижек, кранов, клапанов, либо быстрой остановкой или пуском насоса [44]. При увеличении, либо уменьшении скорости движения жидкости давление, создаваемое перед запорным устройством резко, возрастает (положительный гидравлический удар) или падает (отрицательный гидравлический удар). Такое повышение давления может приводить к разрыву трубопроводов.

Гидравлический удар особенно сильно возникает при большой скорости потока среды в жестких трубопроводах. Удар происходит в тот момент, когда движущийся поток среды в трубопроводе резко сталкивается с препятствием, например, запорной арматурой. В результате чего поток жидкости останавливается, а кинетическая энергия превращается в потенциальную энергию упругого сжатия жидкости и потенциальную энергию упругого растяжения стенок трубопровода. Все это в конечном итоге приводит к возрастанию давления в месте остановки среды. Это давление и является гидравлическим ударом в результате внезапно остановленного потока среды.

4.5.1 Расчет гидравлического удара для стального трубопровода

Данные, необходимые для расчета представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Исходные данные для расчета стального трубопровода

Наименование	Показатель
Толщина стенки δ , мм	
Наружный диаметр трубы D , мм	
Плотность нефти ρ , кг/м ³	

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Окончание таблицы 10

Скорость жидкости в трубе v , м/с	
Модуль сжимаемости жидкости K , МПа	
Модуль упругости материала трубы (модуль Юнга) E , МПа	

Гидравлический удар в результате полной остановки потока жидкости рассчитывается по формуле (Жуковского Н.Е).

Скорость распространения волн давления в стальном трубопроводе определяется по формуле:

$$c = \left[\frac{\rho}{k} + \frac{\rho D}{E \delta} \right]^{-0,5}. \quad (4.33)$$

Внутренний диаметр трубопровода определяется как:

Скорость распространения волн давления в трубопроводе составит

Тогда повышение давления при гидравлическом ударе в стальном трубопроводе вследствие мгновенного прекращения движения жидкости определяется по формуле:

$$\Delta P_{уд} = \rho c \Delta v. \quad (4.34)$$

4.5.2 Расчет гидравлического удара для стеклопластикового трубопровода

В основе расчета гидравлического удара для стеклопластиковых трубопроводов лежит формула Жуковского Н.Е., которая изложена в методике производителя труб в английской системе мер (Файбергласс СТАР) «Методика монтажа трубопроводов с резьбовым соединением».

Таблица 11 - Исходные данные для расчета стеклопластикового трубопровода

Наименование	Показатели (СИ) для трубопроводов	Показатели (английская система мер)
Плотность жидкости, ρ	кг/м ³	футнсила/фут ³
Внешний диаметр трубы, OD	мм	дюйма

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Окончание таблицы 11

Внутренний диаметр трубы, ID	■ мм	■ дюйма
Объемная упругость жидкости, k	■ МПа	■ psi
Скорость жидкости, w	■ м/с	■ фут/сек
Ускорение свободного падения, g	■ м/с ²	■ фут/с ²
Модуль упругости материала трубы, Eh	■ МПа	■ psi

Максимальное давление гидравлического удара в стеклопластиковом трубопроводе находится по формуле:

$$P_s = \frac{a}{g} \frac{V}{2,31}. \quad (4.35)$$

где V – средняя скорость жидкости

a – скорость распространения волн давления в стеклопластиковом трубопроводе и определяется по формуле:

$$a = \frac{12 \sqrt{\frac{k}{p}}}{\sqrt{1 + \frac{K}{E_h} \left(\frac{OD+ID}{OD-ID} \right)}}. \quad (4.36)$$

Внутренний диаметр трубопровода определяется как

$$ID = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}} \quad (4.37)$$

Скорость распространения волн давления в стеклопластиковом трубопроводе составит:

$$a = \sqrt{\frac{E_h}{\rho} \left(1 - \frac{K}{E_h} \right)} \quad (4.38)$$

Тогда повышение давления при гидравлическом ударе в стеклопластиковом трубопроводе вследствие мгновенного полного прекращения движения жидкости будет равно:

$$\Delta P = \rho a V \quad (4.39)$$

4.5.3 Расчет гидравлического удара для полиэтиленового трубопровода

Расчет гидравлического удара для полиэтиленового трубопровода проведем по методике производителя труб в английской системе мер

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(Файбергласс СТАР).

Таблица 12 - Исходные данные для расчета полиэтиленового трубопровода

Наименование	Показатели (СИ) для трубопроводов	Показатели (английская система мер)
Плотность жидкости, ρ	■ кг/м ³	■ фунтсила/фут ³
Внешний диаметр трубы, OD	■ мм	■ дюйма
Внутренний диаметр трубы, ID	■ мм	■ дюйма
Объемная упругость жидкости, k	■ МПа	■ psi
Скорость жидкости, w	■ м/с	■ фут/сек
Ускорение свободного падения, g	■ м/с ²	■ фут/с ²
Модуль упругости материала трубы, Eh	■ МПа	■ psi

Внутренний диаметр трубопровода определяется как

■

Скорость распространения волн давления в полиэтиленовом трубопроводе составит:

■

■

Исходя из расчетов, можно сделать вывод, что в следствие повышения давления при гидравлическом ударе в результате мгновенного полного прекращения движения жидкости, в стальном трубопроводе диаметром ■ мм равняется ■ МПа, в стеклопластиковом трубопроводе диаметром ■ мм ■ МПа, а в трубе из полиэтилена диаметром ■ мм ■ МПа.

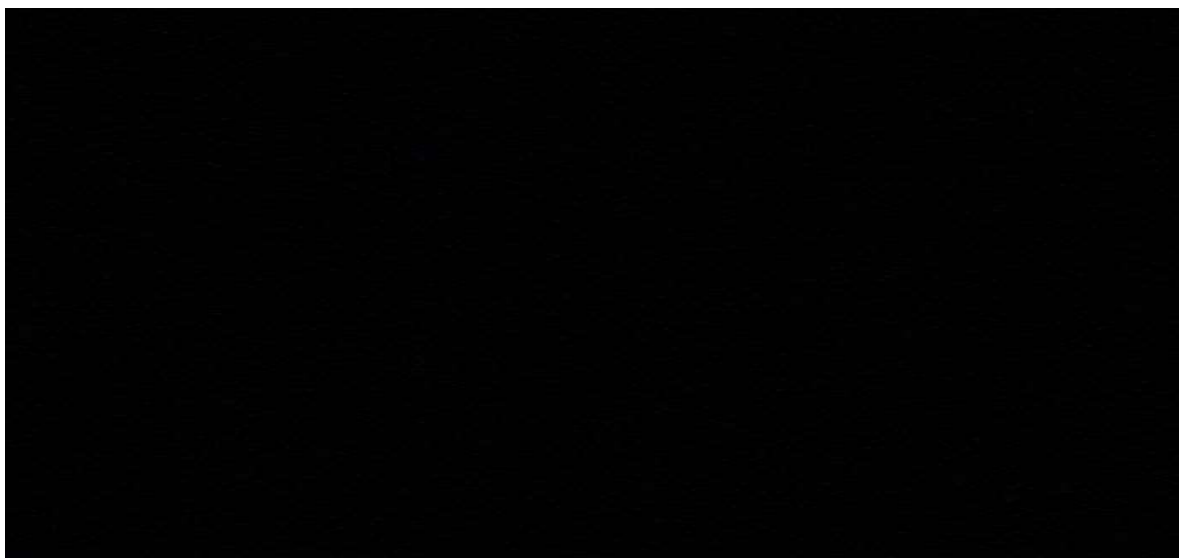


Рисунок 27 – Давление, возникающее в трубопроводе в следствие резкого прекращения движения жидкости

Как видно из этих данных стеклопластиковый нефтегазопровод имеет большую устойчивость к динамическим нагрузкам по сравнению со стальными и полиэтиленовыми трубопроводами за счет эластичности стенок стеклопластиковых труб.

4.6 Гидравлический расчет стального трубопровода

Для сравнения гидравлических характеристик работы промышленного трубопровода выполним гидравлический расчет для нефтегазосборного трубопровода из стальных труб диаметром ■■■ мм.

Гидравлический расчет выполнен с целью определения диаметра участка нефтегазосборного трубопровода и его рабочих параметров. Шероховатость внутренней поверхности трубопровода, выполненного из стальных труб, принята – 0,5 мм. ГОСТ Р 55990-2014 [45].

Таблица 13 – Характеристики нефтегазосборного трубопровода

Протяженность, м	Диаметр Dн, мм	Толщина стенки, мм
■■■	■■■	■

Для начала определим расход нефти и воды в нефтегазосборном трубопроводе. Как известно,

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{в}} + Q_{\text{н}}, \quad (4.37)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – расход жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$Q_{\text{в}}$ – расход воды, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$Q_{\text{н}}$ – расход нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Обводненность продукции составляет $\blacksquare\%$, следовательно, расход воды равен:

$$\blacksquare \quad (4.38)$$

Расход нефти равен:

$$\blacksquare \quad (4.39)$$

Найдем массовые расходы нефти и воды, умножив полученные значения на соответствующие плотности жидкостей:

$$\blacksquare \quad (4.40)$$

$$\blacksquare \quad (4.41)$$

Зная значения газового фактора, можем найти расход газа:

$$\blacksquare \quad (4.42)$$

Суммарный расход равен:

$$\blacksquare. \quad (4.43)$$

Найдем массовый расход газа, умножив полученное выше значение на плотность газа:

$$\blacksquare \quad (4.44)$$

Найдем суммарный массовый расход и выразим его в кг/ч :

$$\blacksquare \quad (4.45)$$

Плотность среды равна:

$$\blacksquare \quad (4.46)$$

Теперь приступим к вычислению конечной температуры.

Первым делом рассчитаем массовые доли нефти, воды и газа в смеси:

Массовая доля нефти:

$$\blacksquare \quad (4.47)$$

Массовая доля воды:

					Расчет промыслового трубопровода	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



(4.48)

Массовая доля газа:



(4.49)

При температуре \blacksquare °C флюиды имеют следующие значения удельных теплоемкостей:

$c_n = \blacksquare$ Дж/(кг * °K) – удельная теплоемкость нефти;

$c_v = \blacksquare$ Дж/(кг * °K) - удельная теплоемкость воды (учитывая соленость);

$c_r = \blacksquare$ Дж/(кг * °K) – удельная теплоемкость газа.

Найдем значения удельной теплоемкости смеси:



(4.50)

Начнем вычисления с конечной температуры.

Прежде чем рассчитать конечную температуру, осталось вычислить число Шухова по формуле:

$$\text{Шу} = \frac{k_{\text{пр}} * \pi * D_n * L}{\sum G * c_p}. \quad (4.51)$$

где $k_{\text{пр}} - \blacksquare$ Вт/м² * К – коэффициент теплопередачи;

$D_n - \blacksquare$ мм – диаметр трубы;

$L - \blacksquare$ м – длина трубы.



Теперь рассчитаем конечную температуру по формуле:

$$T_k = T_{\text{окр.ср.}} + (T_n - T_{\text{окр.ср.}}) * e^{-\text{Шу}}, \quad (4.52)$$

где $T_{\text{окр.ср.}} = \blacksquare$ °C – среднегодовая температура воздуха;

$T_n - \blacksquare$ °C – начальная температура нефти.



Осталось найти значения падения давления Δp в стальных трубах. Оно рассчитывается по формуле:

					Расчет промыслового трубопровода	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta p = \frac{\lambda * L * \rho}{D_n * 2 * v^2}, \quad (4.53)$$

где λ - коэффициент трения;

ρ - плотность перекачиваемой среды, кг/м³;

v - скорость потока, м/с.

Оптимальная скорость потока рассчитывается по формуле:

$$\text{[Redacted Formula]} \quad (4.54)$$

Рассчитаем число Рейнольдса по формуле:

$$\text{[Redacted Formula]} \quad (4.55)$$

Также необходимо учесть еще один показатель:

$$e = \frac{\Delta}{d_3}. \quad (4.56)$$

где e – относительная шероховатость стальной трубы;

$\Delta = 0,005$ мм – абсолютная шероховатость стальной трубы;

$d_3 = D_n = \text{[Redacted]}$ – эквивалентный диаметр стальной трубы.

$$\text{[Redacted Formula]}$$

Так как $10/e < Re < 560/e$, то коэффициент трения можно найти по формуле:

$$\text{[Redacted Formula]} \quad (4.57)$$

Теперь можно рассчитывать падение избыточного давления в стальной трубе:

$$\text{[Redacted Formula]} \quad (4.58)$$

Следовательно, получим значения начального избыточного давления в стальной трубе:

$$\text{[Redacted Formula]}$$

Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода, выполненного из стальных труб представлены в таблице 14. График падения давления по длине трубопровода изображен на рисунке 28.

Таблица 14 – Результаты гидравлического расчет стеклопластикового трубопровода

Тип	Температура, °С	Давление, МПа	Массовый расход, кг/ч	Падение давления, МПа
Начало	■	■	■	■
Конец	■	■		

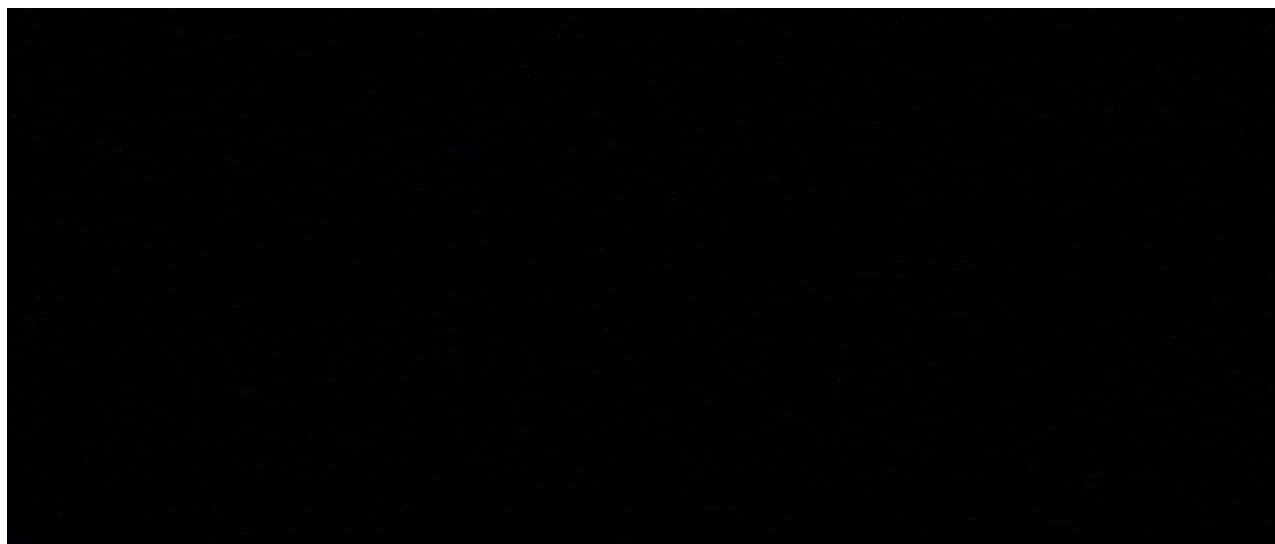


Рисунок 28 – Падение давления по длине стального трубопровода диаметром ■ мм

В соответствии с проведенным гидравлическим расчетом получены следующие показатели:

- расчётное значение проходного давления в конце участка стального нефтегазосборного трубопровода: при значении шероховатости 0,5 мм – ■ МПа;

- потери напора (давления) на трение и местное сопротивление по длине стального нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ до сепаратора ■ МПа, что составляет ■% от начального давления.

4.7 Гидравлический расчет стеклопластикового трубопровода

Для сравнения гидравлических характеристик работы промыслового трубопровода, выполним гидравлический расчет для нефтегазосборного трубопровода из стеклопластиковых труб ■ мм по ГОСТ 55990-2014 [45].

Шероховатость внутренней поверхности трубопровода, выполненного из стеклопластика, принята по СП 40-105-2001 [46] – 0,004 мм. Характеристика нефтегазосборного трубопровода представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристика нефтегазосборного трубопровода

Протяженность, м	Диаметр D _н , мм	Толщина стенки, мм
■	■	■

Начнем вычисления с конечной температуры

Прежде чем рассчитать конечную температуру, осталось вычислить число Шухова по формуле:

$$\text{Шу} = \frac{k_{\text{пр}} * \pi * D_{\text{н}} * L}{\sum G * c_{\rho}},$$

где $k_{\text{пр}}$ – ■ Вт/м² * К – коэффициент теплопередачи;

$D_{\text{н}}$ – ■ мм – диаметр трубы,

L – ■ м – длина трубы.



Теперь рассчитаем конечную температуру по формуле:

$$T_k = T_{\text{окр.ср.}} + (T_{\text{н}} - T_{\text{окр.ср.}}) * e^{-\text{Шу}},$$

где $T_{\text{окр.ср.}}$ = ■ °С – среднегодовая температура воздуха;

$T_{\text{н}}$ - ■ °С – начальная температура нефти.



Осталось найти значения падения давления Δp в стеклопластиковых трубах. Оно рассчитывается по формуле:

$$\Delta p = \frac{\lambda * L * \rho}{D_{\text{н}} * 2 * v^2},$$

где λ - коэффициент трения;

ρ - плотность перекачиваемой среды, кг/м³;

v - скорость потока, м/с.

Коэффициент трения зависит от значения числа Рейнольдса, а число Рейнольдса, в свою очередь зависит от значений кинематической вязкости при

данной температуре ($T_n = \text{■}^{\circ}\text{C}$) и скорость потока. Зная значения кинематической вязкости для температур $\text{■}^{\circ}\text{C}$ и $\text{■}^{\circ}\text{C}$, вычислим кинематическую вязкость при $\text{■}^{\circ}\text{C}$ по формуле:

$$\text{■} = \frac{\text{■} - \text{■} (T_n - \text{■})}{\text{■} - \text{■}}$$
(4.59)

где ■ – кинематическая вязкость при температуре $\text{■}^{\circ}\text{C}$;

■ = ■ кинематическая вязкость при температуре $\text{■}^{\circ}\text{C}$;

■ = ■ м²/с кинематическая вязкость при температуре $\text{■}^{\circ}\text{C}$.

$$\text{■} = \frac{\text{■} \cdot \text{■}}{\text{■}}$$

Оптимальная скорость потока рассчитывается по формуле:

$$\text{■} = \frac{\text{■}}{\text{■}}$$

Рассчитаем число Рейнольдса по формуле:

$$\text{■} = \frac{\text{■} \cdot \text{■}}{\text{■}}$$

Также необходимо учесть еще один показатель:

$$e = \frac{\Delta}{d_3}$$

где e – относительная шероховатость стеклопластиковой трубы;

$\Delta = 0,004$ мм – абсолютная шероховатость стеклопластиковой трубы;

$d_3 = D_n = \text{■}$ – эквивалентный диаметр стеклопластиковой трубы.

$$\text{■} = \frac{\text{■}}{\text{■}}$$

Так как $10/e < \text{Re} < 560/e$, то коэффициент трения можно найти по формуле:

$$\text{■} = \frac{\text{■}}{\text{■}}$$

Теперь можно рассчитывать падение избыточного давления в стеклопластиковой трубе:

$$\text{■} = \frac{\text{■} \cdot \text{■}}{\text{■}}$$

Следовательно, получим значения начального избыточного давления в стеклопластиковой трубе:

■

Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода, выполненного из стеклопластиковых труб представлены в таблице 16. График падения давления по длине трубопровода изображен на рисунке 29.

Таблица 16 – Результаты гидравлического расчет стеклопластикового трубопровода

Тип	Температура, °С	Давление, МПа	Массовый расход, кг/ч	Падение давления, МПа
Начало	■	■	■	■
Конец	■	■		

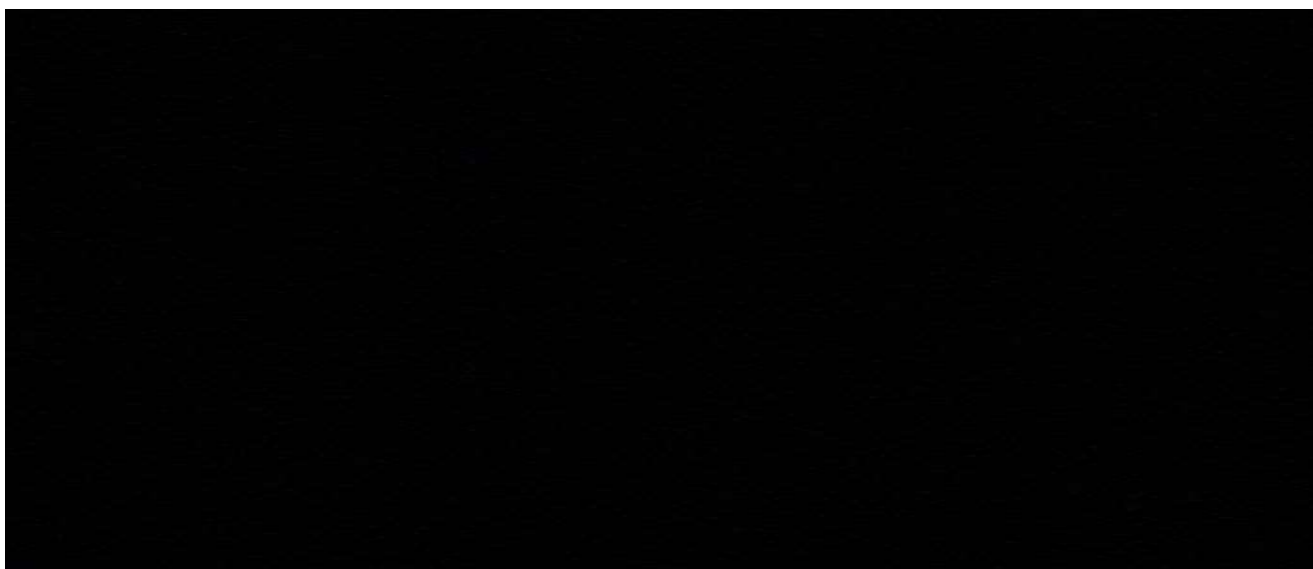


Рисунок 29 – Падение давления по длине стеклопластикового трубопровода диаметром ■ мм

В соответствии с проведенным гидравлическим расчетом получены следующие показатели:

- расчётное значение проходного давления в конце участка стеклопластикового нефтегазосборного трубопровода: при значении шероховатости 0,4 мм – ■ МПа;

- потери напора (давления) на трение и местное сопротивление по длине стеклопластикового нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ до сепаратора составит ■ МПа, что составляет ■% от начального давления.

-

4.8 Гидравлический расчет полиэтиленового трубопровода

Начнем вычисления с конечной температуры

Прежде чем рассчитать конечную температуру, осталось вычислить число Шухова по формуле:

$$\text{Шу} = \frac{k_{\text{пр}} * \pi * D_{\text{н}} * L}{\sum G * c_{\rho}}$$

где $k_{\text{пр}}$ – Вт/м² * К – коэффициент теплопередачи;

$D_{\text{н}}$ – мм – диаметр трубы;

L – м – длина трубы.

Теперь рассчитаем конечную температуру по формуле:

$$T_k = T_{\text{окр.ср.}} + (T_{\text{н}} - T_{\text{окр.ср.}}) * e^{-\text{Шу}},$$

где $T_{\text{окр.ср.}}$ = °С – среднегодовая температура воздуха;

$T_{\text{н}}$ - °С – начальная температура нефти.

Осталось найти значения падения давления Δp в полиэтиленовых трубах. Оно рассчитывается по формуле:

$$\Delta p = \frac{\lambda * L * \rho}{D_{\text{н}} * 2 * v^2},$$

где λ - коэффициент трения;

ρ - плотность перекачиваемой среды, кг/м³;

v - скорость потока, м/с.

Коэффициент трения зависит от значения числа Рейнольдса, а число Рейнольдса, в свою очередь зависит от значений кинематической вязкости при данной температуре ($T_{\text{н}} = \text{ °С}$) и скорость потока. Зная значения кинематической вязкости для температур °С и °С, вычислим кинематическую вязкость при °С по формуле:

					Расчет промышленного трубопровода	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

■

где ■ – кинематическая вязкость при температуре ■°С;

■ = ■ кинематическая вязкость при температуре ■°С;

■ = ■ м²/с кинематическая вязкость при температуре ■°С.

■

Оптимальная скорость потока рассчитывается по формуле:

■

Рассчитаем число Рейнольдса по формуле:

■

Также необходимо учесть еще один показатель:

$$e = \frac{\Delta}{d_э}$$

где e – относительная шероховатость полиэтиленовой трубы;

$\Delta = 0,0045$ мм – абсолютная шероховатость полиэтиленовой трубы;

$d_э = D_н = ■$ – эквивалентный диаметр полиэтиленовой трубы.

■

Так как $10/e < Re < 560/e$, то коэффициент трения можно найти по формуле:

■

Теперь рассчитаем падение избыточного давления в полиэтиленовой трубе:

■

Следовательно, получим значения начального избыточного давления в полиэтиленовой трубе:

■

Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода, выполненного из полиэтиленовых труб представлены в таблице 17. График падения давления по длине трубопровода изображен на рисунке 30.

Таблица 17 – Результаты гидравлического расчет полиэтиленовых трубопровода

Тип	Температура, °С	Давление, МПа	Массовый расход, кг/ч	Падение давления, МПа
Начало	■	■	■	■
Конец	■	■		

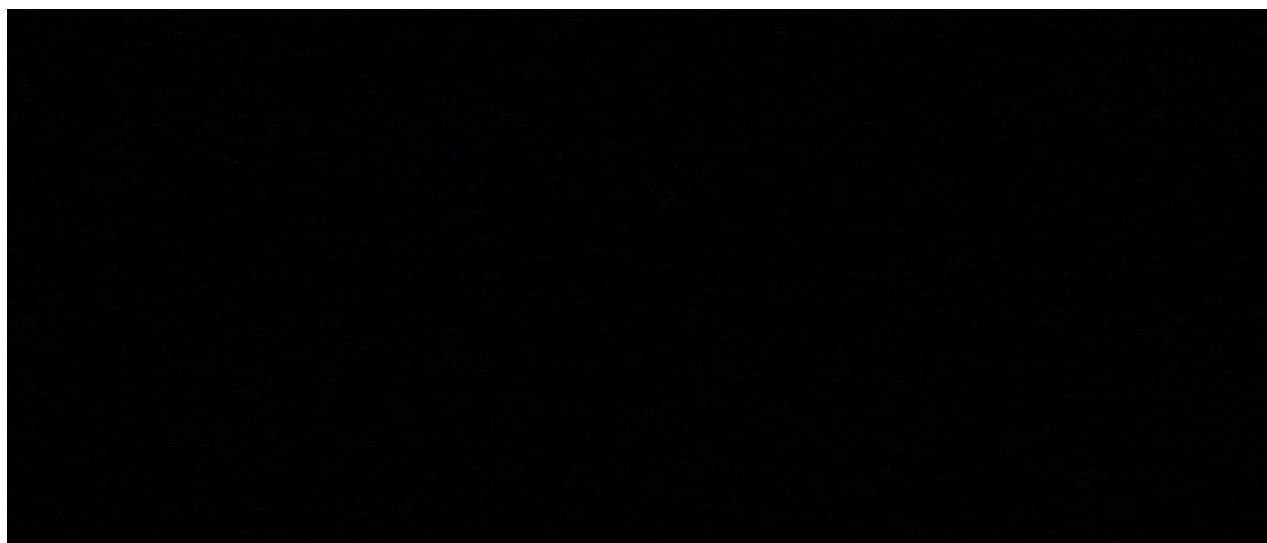


Рисунок 30 – Падение давления по длине полиэтиленового трубопровода диаметром ■ мм

В соответствии с проведенным гидравлическим расчетом получены следующие показатели:

- расчётное значение проходного давления в конце участка полиэтиленового нефтегазосборного трубопровода: при значении шероховатости 0,45 мм – ■ МПа;
- потери напора (давления) на трение и местное сопротивление по длине полиэтиленового нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ до сепаратора составит ■ МПа, что составляет ■% от начального давления.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках выпускной квалификационной работы проводится исследование экономической эффективности при замене стальных нефтепроводов на стеклопластиковые трубы в системе сбора и подготовки продукции на месторождении с целью определения целесообразности и окупаемости проводимых работ.

Высокая вязкость, смолистость, содержание парафина в пластовом флюиде приведет к отложению асфальто-смолистых веществ в нефтепромысловом оборудовании. В свою очередь это приведет к сокращению дебита нефти, уменьшению объемов перекачиваемой продукции, механическому разрушению труб и поломке насосного оборудования, а, следовательно, и к финансовым убыткам. Также рост обводненности продукции на месторождении вызовет внутреннюю коррозии нефтепровода в виде «язв», канавок и других разрушений.

Рассмотрим 3 варианта:

1. Замена аварийных трубопроводов на стальные трубопроводы. Примем трубы с диаметром ■■■ мм, стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости, предназначенные для обустройства месторождений, по ТУ 14-3Р-124-2012 [42] из стали марки ■■■ с заводским антикоррозионным покрытием.

2. Замена аварийных трубопроводов на стеклопластиковые трубы с диаметром ■■■ мм по ТУ 2296-001-26757545-2008 производителя ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб» [43].

3. Замена аварийных трубопроводов на трубы из полиэтилена высокой плотности с диаметром ■■■ мм по ГОСТ 18599-2001 «Трубы напорные из полиэтилена» [35].

					Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения неметаллических труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Семченко Д.В.						
Руковод.		Чухарева Н.В.					82	145
Консульт.		Романюк В.Б.				НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

5.1 Расчет стоимости строительства стального трубопровода

5.1.1 Расчет времени по строительству стального трубопровода

Определим нормы времени для строительства стального трубопровода согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е11». Время на проведение мероприятий по строительству трубопровода приведено в таблице 18.

Таблица 18 - Время проведения работ

Работы	Время, ч.
Рыхление	35
Снятие плодородного слоя земли	90
Вскрышные работы	80
Строительно-монтажные работы	1085
Засыпка плодородного слоя и рекультивация земель	150
Итого	1440

Из таблицы видно, что время, затраченное на выполнение строительства трубопровода, равняется 1440 ч.

5.1.2 Расчет количества оборудования и специальной техники

В процессе строительства стального трубопровода на месторождении SKH потребуется оборудование и специальная техника, которая представлена в таблице 19.

Таблица 19 - Оборудование и специальная техника

Наименование оборудования и специальной техники	Виды работ	Количество единиц
Кран автомобильный КС-6471	Подъем и перемещение различных грузов	3
Автосамосвал Камаз-5511	Перевозка навалочных и сыпучих грузов	2
Одноковшовый экскаватор ЭО-2621	Проведение вскрышных и засыпных работ	2
Бульдозер ДЗ-42	Очистка от снега, засыпка и планировка грунта	1
Трассоискатель Сталкер 15-02М	Отбивка положения трубопровода	1
Газоанализатор Drager X-am 5000	Контроль уровня предельно-допустимой концентрации газа в месте производства работ	1

Окончание таблицы 19

Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОААЗ-9370	Транспортировка различных грузов к месту производства работ	1
Трубовоз и тягач Краз-5410+ПВ-204	Транспортировка труб к месту производства работ	1
Бурильно-крановая машина БМ-205	Бурение скважин в грунтах	1
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	Подъем и спуск трубопровода в траншею	1
Аппарат сварочного тока РС-250.33	Сварочные работы	1
Трансформатор Сварочный ТДМ-503У2	Понижение напряжения сети при выполнении сварочных работ	1
Итого		16

Следовательно, для строительства стального трубопровода на месторождении необходимо 16 единиц оборудования и специальной техники.

5.1.3 Затраты на амортизационные отчисления

Необходимо рассчитать амортизационные отчисления, так как данная техника есть в наличие у предприятия.

Затраты на амортизационные отчисления определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации и учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для оборудования и специальной техники, которые представлены в таблице, необходимо выбирать согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств (утв. Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N1 (ред. От 07.07.2016).

Затраты на амортизационные отчисления при строительстве промышленного стального трубопровода представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Расчет амортизационных отчислений при строительстве стального трубопровода

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Кран автомобильный КС-6471	3800000	10	380000	43,37	1	1440	62452
Автосамосвал Камаз-5511	35000000	12,5	437500	49,94	2	1440	149827
Одноковшовый эксковатор ЭО-2621	10060000	11,1	1116660	127,47	2	1440	367119
Бульдозер ДЗ-42	9980000	16,7	1666660	190,25	1	1440	273960
Трассоискатель Сталкер 15-02М	63700	14,3	9109,10	1,04	1	1440	1498
Газоанализатор Drager X-am 5000	50544	14,3	7227,79	0,83	1	1440	1195
Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОААЗ-9370	1100000	12,5	137500	15,7	1	1440	22608
Трубовоз и тягач Краз 2556+ПВ-204	950000	12,5	118750	13,55	1	1440	19512
Бурильно-крановая машина БМ-205	2730000	14,3	390390	44,56	1	1440	64166
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	9300000	10	930000	106,16	1	1440	152870
Аппарат сварочного тока РС-250.33	110000	20	22000	2,51	1	1440	3614
Трансформатор сварочный ТДМ-503У2	50000	16,7	8350	0,95	1	1440	1368
Итого							1120189

Общая сумма амортизационных отчислений равняется 1120189 рублей.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.1.4 Затраты на материалы и оборудование

Стоимость материалов для строительства стального трубопровода представлена в таблице 21. Согласно электронному ресурсу [47] стоимость одного погонного метра трубы из стали ■■■■■ ■■■■■ равняется ■■■■ рублям.

Таблица 21 - Стоимость материалов

Наименование материалов	Ед. измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Сумма, руб
Труба новая	м	■■■■■	■■■■■	■■■■■
Полиэтиленовая пленка	пог. м	■■■■■	■■■■■	■■■■■
Обертка	пог. м	■■■■■	■■■■■	■■■■■
Кислород технический газообразный	м ³	■■■■■	■■■■■	■■■■■
Пропан-бутан, смесь техническая	кг	■■■■■	■■■■■	■■■■■
Электроды ОК 45.00 диаметром 3 мм	т	■■■■■	■■■■■	■■■■■
Круг врезной Bosch Standard for Metal 115 x 2,5 x 22	шт	■■■■■	■■■■■	■■■■■
Итого, руб.	■■■■■			

Общие затраты, необходимые для строительства стеклопластикового трубопровода составляют ■■■■■ руб.

5.1.5 Затраты на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, которые начислены по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда приведены в таблице
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и других приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Расчет заработной платы для стального трубопровода

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник участка	6	1	280	1440	403200	201600	604800
Сварщик	5	2	210	1440	604800	302400	907200
Мастер	5	1	160	1440	230400	115200	345600
Инженер	5	2	158	1440	455040	227520	682560
Монтажник трубопроводов	6	4	152	1440	875520	437760	1313280
Монтажник трубопроводов	6	4	152	1440	875520	437760	1313280
Изолировщик	5	2	145	1440	417600	208800	626400
Машинист экскаватора	6	1	144	1440	207360	103680	311040
Машинист трубоукладчика	6	2	144	1440	414720	207360	622080
Машинист крана	6	2	140	1440	403200	201600	604800
Монтажник конструкций	6	2	135	1440	388800	194400	583200
Помощник машиниста	5	2	120	1440	345600	172800	518400
Машинист бульдозера	4	1	112	1440	161280	80640	241920
Арматурщик	5	2	105	1440	302400	151200	453600
Плотник	6	2	95	1440	273600	136800	410400
Землекоп	6	2	80	1440	230400	115200	345600
Итого		28			5310720	2856960	8570880

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что оплата труда для всех задействованных в мероприятии работников будет составлять 8570880 рублей.

5.1.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при строительстве стального трубопровода приведены в таблице 23.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

0,9 для производства общестроительных работ по прокладке местных трубопроводов, линий связи и линий электропередач, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.4).

Таблица 23 – Расчет страховых взносов при строительстве стального трубопровода

	Количество работников	ЗП, руб	ФСС (2,9 %)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Страхование от несчаст. Случаев (0,9%)	Всего, руб
Начальник участка-прораб	1	604800	17539,2	30844,8	133056	5443,2	791683,2
Сварщик	2	907200	26308,8	46267,2	199584	8164,8	280324,8
Мастер	1	345600	10022,4	17625,6	76032	3110,4	106790,4
Инженер	2	682560	19794,24	34810,56	150163,2	6143,04	210911,04
Монтажник трубопроводов	4	1313280	38085,12	66977,28	288921,6	11819,52	405803,52
Изолировщик	2	626400	18165,6	31946,4	137808	5637,6	193557,6
Машинист экскаватора	1	311040	9020,16	15863,04	68428,8	2799,36	96111,36
Машинист трубоукладчика	2	622080	18040,32	31726,08	136857,6	5598,72	192222,72
Машинист крана	2	604800	17539,2	30844,8	133056	5443,2	186883,2
Монтажник конструкций	2	583200	16912,8	29743,2	128304	5248,8	180208,8
Помощник машиниста	2	518400	15033,6	26438,4	114048	4665,6	160185,6
Машинист бульдозера	1	241920	7015,68	12337,92	53222,4	2177,28	74753,28
Арматурщик	2	453600	13154,4	23133,6	99792	4082,4	140162,4
Плотник	2	410400	11901,6	20930,4	90288	3693,6	126813,6
Землекоп	2	345600	10022,4	17625,6	76032	3110,4	106790,4
Общая сумма, руб.	2461518						

Таким образом, общая сумма страховых взносов при строительстве стального трубопровода составляет 2461518 рублей.

5.1.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеизложенных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 24).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 24 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия для стального трубопровода

Затраты	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	1120189
Затраты на материал	
Оплата труда	8570880
Страховые взносы	2461518
Накладные расходы (20%)	
Всего затрат:	

Таким образом получаем, что затраты на строительство стального трубопровода составляет [REDACTED] рублей.

5.2 Расчет стоимости строительства стеклопластикового трубопровода

5.2.1 Расчет времени по строительству трубопровода

Определим нормы времени для строительства стеклопластикового трубопровода согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е11». Время на проведение мероприятий по строительству трубопровода приведено в таблице 25.

Таблица 25 - Время проведения работ

Работы	Время, ч.
Рыхление	35
Снятие плодородного слоя земли	90
Вскрышные работы	80
Строительно-монтажные работы	755
Засыпка плодородного слоя и рекультивация земель	150
Итого	1110

Из таблицы видно, что время, затраченное на выполнение строительства трубопровода, равняется 1110 ч. Для строительства промышленного трубопровода из стеклопластиковых труб потребуется меньше времени на строительно-монтажные работы.

5.2.2 Расчет количества оборудования и специальной техники

В процессе строительства стеклопластикового трубопровода на месторождении SKH потребуется оборудование и специальная техника, которая представлена в таблице 26.

Таблица 26 - Оборудование и специальная техника

Наименование оборудования и специальной техники	Виды работ	Количество
Кран автомобильный КС-6471	Подъем и перемещение различных грузов	3
Автосамосвал Камаз-5511	Перевозка навалочных и сыпучих грузов	2
Одноковшовый экскаватор ЭО-2621	Проведение вскрышных и засыпных работ	2
Бульдозер ДЗ-42	Очистка от снега, засыпка и планировка грунта	1
Трассоискатель Сталкер 15-02М	Отбивка положения трубопровода	1
Газоанализатор Drager X-am 5000	Контроль уровня предельно-допустимой концентрации газа в месте производства работ	1
Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОААЗ-9370	Транспортировка различных грузов к месту производства работ	1
Трубовоз и тягач Краз-5410+ПВ-204	Транспортировка труб к месту производства работ	1
Бурильно-крановая машина БМ-205	Бурение скважин в грунтах	1
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	Подъем и спуск трубопровода в траншею	1
Итого		14

Следовательно, для строительства стеклопластикового трубопровода на месторождении необходимо 14 единиц оборудования и специальной техники.

5.2.3 Затраты на амортизационные отчисления

Необходимо рассчитать амортизационные отчисления, так как данная техника есть в наличие у предприятия.

Затраты на амортизационные отчисления определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации и

учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для оборудования и специальной техники, которые представлены в таблице, необходимо выбирать согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств (утв. Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N1 (ред. От 07.07.2016)).

Затраты на амортизационные отчисления при строительстве промышленного трубопровода из стеклопластика представлены в таблице 27.

Таблица 27 - Расчет амортизационных отчислений при строительстве трубопровода из стеклопластика

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Кран автомобильный КС-6471	3800000	10	380000	43,37	1	1110	48140
Автосамосвал Камаз-5511	35000000	12,5	437500	49,94	2	1110	110866
Одноковшовый эксковатор ЭО-2621	10060000	11,1	1116660	127,47	2	1110	282983
Бульдозер ДЗ-42	9980000	16,7	1666660	190,25	1	1110	211177
Трассоискатель Сталкер 15-02М	63700	14,3	9109,10	1,04	1	1110	1154
Газоанализатор Drager X-am 5000	50544	14,3	7227,79	0,83	1	1110	921
Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОААЗ-9370	1100000	12,5	137500	15,7	1	1110	17427
Трубовоз и тягач Краз 2556+ПВ-204	950000	12,5	118750	13,55	1	1110	15040
Бурильно-крановая машина БМ-205	2730000	14,3	390390	44,56	1	1110	49461

Окончание таблицы 27

Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	9300000	10	930000	106,16	1	1110	117837
Итого							855006

Общая сумма амортизационных отчислений равняется 855006 рублей.

5.2.4 Затраты на материалы и оборудование

Стоимость материалов для строительства стеклопластикового трубопровода представлена в таблице 28. Согласно электронному ресурсу [48] стоимость одного погонного метра стеклопластиковой трубы [REDACTED] равняется [REDACTED] рублям.

Таблица 28 - Стоимость материалов

Наименование материалов	Ед. измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Сумма, руб
Труба новая	м	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Фланцевое соединение	шт.	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Итого, руб.		[REDACTED]		

Общие затраты, необходимые для строительства стеклопластикового трубопровода составляют [REDACTED] руб.

5.2.5 Затраты на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, которые начислены по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда приведены в таблице
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и других приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Расчет заработной платы для стеклопластиковой трубы

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник участка	6	1	280	1110	310800	155400	466200

Окончание таблицы 29

Мастер	5	1	160	1110	177600	88800	266400
Инженер	5	2	158	1110	350760	175380	526140
Монтажник трубопрово дов	6	4	152	1110	674880	337440	1012320
Машинист экскаватора	6	1	144	1110	159840	79920	239760
Машинист трубоуклад чика	6	2	144	1110	319680	159840	479520
Машинист крана	6	2	140	1110	310800	155400	466200
Монтажник конструкци й	6	2	135	1110	299700	149850	449550
Помощник машиниста	5	2	120	1110	266400	133200	399600
Машинист бульдозера	4	1	112	1110	124320	62160	186480
Арматурщи к	5	2	105	1110	233100	116550	349650
Плотник	6	2	95	1110	210900	105450	316350
Землекоп	6	2	80	1110	177600	88800	266400
Итого		24			3616380	1808190	5424570

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что оплата труда для всех задействованных в мероприятии работников будет составлять 5424570 рублей.

5.2.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при строительстве стального трубопровода приведены в таблице 30.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке местных трубопроводов, линий связи и линий электропередач, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.4).

Таблица 30 – Расчет страховых взносов при строительстве стеклопластикового трубопровода

	Количество работников	ЗП, руб	ФСС (2,9 %)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Страхование от несчаст. Случаев (0,9%)	Всего, руб
Начальник участка-прораб	1	466200	13519,8	23776,2	102564	4195,8	610255,8
Мастер	1	266400	7725,6	13586,4	58608	2397,6	82317,6
Инженер	2	526140	15258,06	26833,14	115750,8	4735,26	162577,26
Монтажник трубопроводов	4	1012320	29357,28	51628,32	222710,4	9110,88	312806,88
Машинист экскаватора	1	239760	6953,04	12227,76	52747,2	2157,84	74085,84
Машинист трубоукладчика	2	479520	13906,08	24455,52	105494,4	4315,68	148171,68
Машинист крана	2	466200	13519,8	23776,2	102564	4195,8	144055,8
Монтажник конструкций	2	449550	13036,95	22927,05	98901	4045,95	138910,95
Помощник машиниста	2	399600	11588,4	20379,6	87912	3596,4	123476,4
Машинист бульдозера	1	186480	5407,92	9510,48	41025,6	1678,32	57622,32
Арматурщик	2	349650	10139,85	17832,15	76923	3146,85	108041,85
Плотник	2	316350	9174,15	16133,85	69597	2847,15	97752,15
Землекоп	2	266400	7725,6	13586,4	58608	2397,6	82317,6
Общая сумма, руб.	1532136						

Таким образом, общая сумма страховых взносов при строительстве стеклопластикового трубопровода составляет 1532136 рублей.

5.2.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеизложенных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 31).

Таблица 31 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия для стеклопластикового трубопровода

Затраты	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	855006
Затраты на материал	

Окончание таблицы 31

Оплата труда	5424570
Страховые взносы	1532136
Накладные расходы (20%)	
Всего затрат:	

Таким образом получаем, что затраты на строительство стеклопластикового трубопровода составляет [REDACTED] рублей.

5.3 Расчет стоимости строительства полиэтиленового трубопровода

5.3.1 Расчет времени по строительству трубопровода

Определим нормы времени для строительства полиэтиленового трубопровода согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е11». Время на проведение мероприятий по строительству трубопровода приведено в таблице 32.

Таблица 32 - Время проведения работ

Работы	Время, ч.
Рыхление	35
Снятие плодородного слоя земли	90
Вскрышные работы	80
Строительно-монтажные работы	845
Засыпка плодородного слоя и рекультивация земель	150
Итого	1200

Из таблицы видно, что время, затраченное на выполнение строительства трубопровода, равняется 1200 ч. Для строительства промышленного трубопровода из полиэтиленовых труб высокой плотности потребуется меньше времени по сравнению со стальными трубами на строительно-монтажные работы.

5.3.2 Расчет количества оборудования и специальной техники

В процессе строительства полиэтиленового трубопровода на месторождении SKH потребуется оборудование и специальная техника, которая представлена в таблице 33.

Таблица 33 - Оборудование и специальная техника

Наименование оборудования и специальной техники	Виды работ	Количество
Кран автомобильный КС-6471	Подъем и перемещение различных грузов	3
Автосамосвал Камаз-5511	Перевозка навалочных и сыпучих грузов	2
Одноковшовый экскаватор ЭО-2621	Проведение вскрышных и засыпных работ	2
Бульдозер ДЗ-42	Очистка от снега, засыпка и планировка грунта	1
Трассоискатель Сталкер 15-02М	Отбивка положения трубопровода	1
Газоанализатор Drager X-am 5000	Контроль уровня предельно-допустимой концентрации газа в месте производства работ	1
Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОААЗ-9370	Транспортировка различных грузов к месту производства работ	1
Трубовоз и тягач Краз-5410+ПВ-204	Транспортировка труб к месту производства работ	1
Бурильно-крановая машина БМ-205	Бурение скважин в грунтах	1
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	Подъем и спуск трубопровода в траншею	1
Итого		14

Следовательно, для строительства полиэтиленового трубопровода на месторождении необходимо 14 единиц оборудования и специальной техники.

5.3.3 Затраты на амортизационные отчисления

Необходимо рассчитать амортизационные отчисления, так как данная техника есть в наличие у предприятия.

Затраты на амортизационные отчисления определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации и учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для оборудования и специальной техники, которые представлены в таблице, необходимо выбирать согласно единым нормам амортизационных отчислений

на полное восстановление основных средств (утв. Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N1 (ред. От 07.07.2016).

Затраты на амортизационные отчисления при строительстве промышленного трубопровода из полиэтилена высокой плотности представлены в таблице 34.

Таблица 34 - Расчет амортизационных отчислений при строительстве трубопровода из полиэтилена

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Кран автомобильный КС-6471	3800000	10	380000	43,37	1	1200	52044
Автосамосвал Камаз-5511	35000000	12,5	437500	49,94	2	1200	119856
Одноковшовый эксковатор ЭО-2621	10060000	11,1	1116660	127,47	2	1200	305928
Бульдозер ДЗ-42	9980000	16,7	1666660	190,25	1	1200	228300
Трассоискатель Сталкер 15-02М	63700	14,3	9109,10	1,04	1	1200	1248
Газоанализатор Drager X-am 5000	50544	14,3	7227,79	0,83	1	1200	996
Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОААЗ-9370	1100000	12,5	137500	15,7	1	1200	18840
Трубовоз и тягач Краз 2556+ПВ-204	950000	12,5	118750	13,55	1	1200	16260
Бурильно-крановая машина БМ-205	2730000	14,3	390390	44,56	1	1200	53472
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	9300000	10	930000	106,16	1	1200	127392
Итого							924334

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Общая сумма амортизационных отчислений равняется 924334 рублей.

5.3.4 Затраты на материалы и оборудование

Стоимость материалов для строительства полиэтиленового трубопровода представлена в таблице 35. Согласно электронному ресурсу [49] стоимость одного погонного метра полиэтиленовой трубы высокой плотности ■■■■■ равняется ■■■■ рублям.

Таблица 35 - Стоимость материалов

Наименование материалов	Ед. измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Сумма, руб
Труба новая	м	■■■■	■■■■	■■■■
Фланцевое соединение	шт.	■■	■■■■	■■■■
Итого, руб.	■■■■			

Общие затраты, необходимые для строительства полиэтиленового трубопровода составляют ■■■■■ руб.

5.3.5 Затраты на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, которые начислены по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда приведены в таблице
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и других приведены в таблице 36.

Таблица 36 - Расчет заработной платы для полиэтиленовой трубы

Профессия	Раз ряд	Кол -во	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник участка	6	1	280	1200	336000	168000	504000
Мастер	5	1	160	1200	192000	96000	288000
Инженер	5	2	158	1200	379200	189600	568800
Монтажник трубопроводов	6	4	152	1200	729600	364800	1094400

Окончание таблицы 36

Машинист экскаватора	6	1	144	1200	172800	86400	259200
Машинист трубоукладчика	6	2	144	1200	345600	172800	518400
Машинист крана	6	2	140	1200	336000	168000	504000
Монтажник конструкций	6	2	135	1200	324000	162000	486000
Помощник машиниста	5	2	120	1200	288000	144000	432000
Машинист бульдозера	4	1	112	1200	134400	67200	201600
Арматурщик	5	2	105	1200	252000	126000	378000
Плотник	6	2	95	1200	228000	114000	342000
Землекоп	6	2	80	1200	192000	96000	288000
Итого		24			3909000	1954800	5864400

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что оплата труда для всех задействованных в мероприятии работников будет составлять 5864400 рублей.

5.3.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при строительстве стального трубопровода приведены в таблице 37.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке местных трубопроводов, линий связи и линий электропередач, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.4).

Таблица 37 – Расчет страховых взносов при строительстве полиэтиленового трубопровода

	Количество работников	ЗП, руб	ФСС (2,9 %)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Страхование от несчаст. Случаев (0,9%)	Всего, руб
Начальник участка-прораб	1	504000	14616	25704	110880	4536	659736
Мастер	1	288000	8352	14688	63360	2592	88992
Инженер	2	568800	16495,2	29008,8	125136	5119,2	175759,2
Монтажник трубопроводов	4	1094400	31737,6	55814,4	240768	9849,6	338169,6
Машинист экскаватора	1	259200	7516,8	13219,2	57024	2332,8	80092,8
Машинист трубоукладчика	2	518400	15033,6	26438,4	114048	4665,6	160185,6
Машинист крана	2	504000	14616	25704	110880	4536	155736
Монтажник конструкций	2	486000	14094	24786	106920	4374	150174
Помощник машиниста	2	432000	12528	22032	95040	3888	133488
Машинист бульдозера	1	201600	5846,4	10281,6	44352	1814,4	62294,4
Арматурщик	2	378000	10962	19278	83160	3402	116802
Плотник	2	342000	9918	17442	75240	3078	105678
Землекоп	2	288000	8352	14688	63360	2592	88992
Общая сумма, руб.	1656363						

Таким образом, общая сумма страховых взносов при строительстве полиэтиленового трубопровода составляет 1656363 рублей.

5.3.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеизложенных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 38).

Таблица 38 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия для полиэтиленового трубопровода

Затраты	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	924334
Затраты на материал	
Оплата труда	5864400

Окончание таблицы 38

Страховые взносы	1656363
Накладные расходы (20%)	
Всего затрат:	

Таким образом получаем, что затраты на строительство полиэтиленового трубопровода составляет [REDACTED] рублей.

5.4 Сравнение экономического эффекта при строительстве трубопровода из разных материалов

Таблица 39 – Итоги результатов расчета экономической эффективности проектов строительства трубопровода из разных материалов

Вложения на строительство стального трубопровода, руб.	[REDACTED]
Вложения на строительство стеклопластикового трубопровода, руб.	[REDACTED]
Вложения на строительство полиэтиленового трубопровода, руб	[REDACTED]

Исходя из расчета экономической эффективности строительства стального, полиэтиленового и стеклопластикового трубопровода, можно сделать вывод, что наиболее эффективным является строительство стеклопластикового трубопровода, так как затраты на строительство на 35% меньше чем стального и на 8% чем затраты на полиэтиленовый трубопровод. Что служит рекомендацией для строительства стеклопластикового трубопровода.

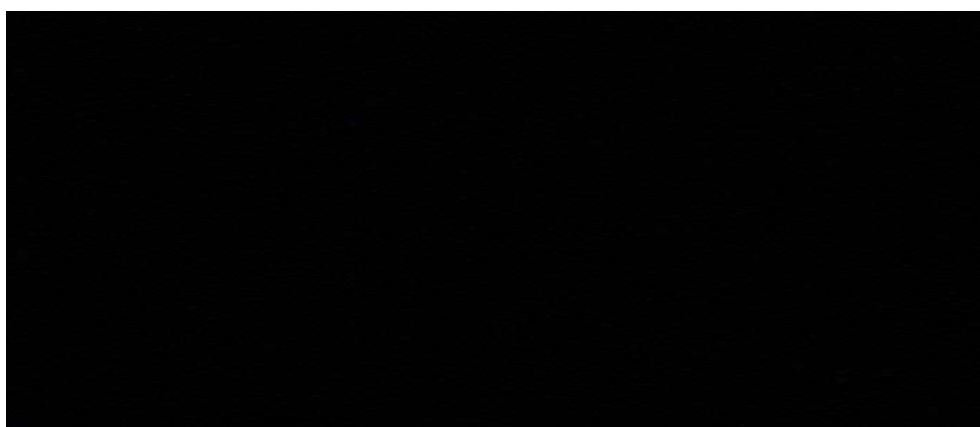


Рисунок 31 – экономическая эффективность проектов строительства стеклопластикового, полиэтиленового и стального трубопровода

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В дипломной работе рассматривается эффективность замены стальных труб на стеклопластиковые трубопроводы в системе сбора и подготовки нефтепродуктов.

Основными вредными факторами, возникающими при строительстве линейной части промысловых трубопроводов, являются: недостаточная освещенность, повышенная или пониженная температура воздуха, повышенный уровень шума при работе техники и оборудования, а также высокая концентрация вредных веществ в рабочей зоне.

К опасным факторам можно отнести: оборудование, работающее под высоким напряжением, работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов, а также различные вращающиеся части оборудования и техники.

При строительстве промысловых трубопроводов в атмосферу попадают пары нефти, газа и нефтепродуктов, а также от попадания загрязняющих веществ с рабочей техники загрязняется слой почвы нефтью. При проведении работ могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разрушение нефтепровода, падение автокрана в котлован.

6.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность – комплекс мероприятий и технических средств, снижающих вероятность воздействия на человека опасных производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [50] факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

					Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения неметаллических труб						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Семченко Д.В.			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.								102	145
Консульт.		Черемискина М.С.						НИ ТПУ гр. 2БМ71			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

Опасные факторы – это факторы, приводящие к травме или другому резкому ухудшению здоровья.

Вредные факторы – это факторы, воздействие которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оптимизации технологии ликвидации аварийных разливов нефти при эксплуатации промыслового трубопровода приведены в таблице 40 и выбраны в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [51].

Таблица 40 - Опасные и вредные факторы при строительстве промыслового трубопровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Строительство участка промыслового трубопровода	Отклонение показателей климата на открытом воздухе, рабочей зоны		ГОСТ 12.1.003-2015 ССБТ [52]
	Повреждения, вызванные контактами с насекомыми		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [53]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СП 52.13330.2011 [54]
	Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003-2014 [55]
		Работы на высоте	ГОСТ Р 12.3.050-2017 [56]
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.003-2015 [57]
	Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне		ГОСТ 12.1.007-76 [58]
		Погрузочно-разгрузочные работы	ГОСТ 12.3.009-76 [59]
	Сварочные работы		ГОСТ 16037-80 [60]

По природе опасные и вредные производственные факторы подразделяют на следующие группы: физические, химические, биологические,

психофизиологические.

6.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Метеоусловия

К метеоусловиям при строительстве трубопровода относятся: температура воздуха (°C), влажность воздуха (%), скорость движения воздуха (м/с), тепловое излучение (Вт/м²) и атмосферное давление (мм рт. ст.). Следует отметить, что работы по строительству промысловых трубопроводов ведутся под открытым небом, следовательно, на рабочих оказывает влияние такие факторы как: сильный ветер, атмосферные осадки, а также повышенная или пониженная температура воздуха, которая может варьироваться от минус 40 °C и до плюс 40 °C, в зависимости от времени года.

Повреждения, вызванные контактами с насекомыми

В летний и осенний периоды года происходят контакты с насекомыми, которые проникая под одежду наносят укусы. Они могут быть переносчиками многочисленных болезней, бактерий и вирусов.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Работы по строительству промысловых трубопроводов могут проводиться как в дневное время суток, но так и в ночное. Также такие работы проводятся в зимнее время в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям.

Повышенный уровень шума

Основными источниками шума при строительстве трубопроводов являются: экскаваторы, бульдозеры, автокраны и тягачи. Которые при своей работе и передвижении издадут большое количество шума, негативно влияющий на работающий персонал. Также к источникам шума при строительстве можно отнести следующее оборудование: генераторные установки, насосные и сварочные аппараты и режущее оборудование.

Предельно допустимым уровнем шума является 80 дБ, при повышении этого показателя происходит повышение порога слуха и кровяного

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

давления [55].

Опасность падения в высоты

К работам на высоте относятся работы, которые выполняются на высоте от 1,8 метра и более от поверхности [56]. Существует риск получения травм в результате падения.

Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне

При строительстве промысловых трубопроводов в воздух в рабочей зоне попадают пыль, пары нефти и вредные для человека газы. Перед началом таких работ необходимо проверять уровень загазованности воздушной среды в рабочей зоне с помощью специальных приборов (газоанализаторов). Количество вредных примесей в воздухе не должно превышать предельно допустимой концентрации.

В соответствии с ГОСТ 12.1.007 ССБТ [58] вредные вещества по степени воздействия на организм подразделяются на четыре класса опасности:

1. вещества чрезвычайно опасные (оксид кадмия, ртуть, ванадий, тетраэтилсвинец, свинец и др.)
2. вещества высоко опасные (марганец, серная и соляная кислоты, хлор и др.)
3. вещества умеренно опасные (метиловый спирт, толуол, фенол и др.)
4. вещества малоопасные (ацетон, аммиак, бензин, керосин, этиловый спирт, нефть и др.).

Опасные факторы при погрузочно-разгрузочных работах

Работы по строительству промысловых трубопроводов сопровождаются погрузочно-разгрузочными работами, а именно: погрузка и разгрузка специальными подъемными средствами оборудования и конструкций, необходимых для строительства трубопровода. В процессе таких работ могут произойти падение или опрокидывание грузов и кранов, что вероятно приведет к травматизму рабочих.

Опасные факторы при сварочных работах

В процессе сварочно-монтажных работ существуют опасные факторы,

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

влияющие на сварщика, а именно: поражение открытых частей кожи и глаз лучами сварочной дуги; ожоги при сварке и резке от брызг металла; травмы механического характера в процессе и при подготовке монтажа ремонтных конструкций промышленных трубопроводов.

6.1.2 Обоснование мероприятия по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Метеоусловия

Строительство промышленных трубопроводов ведутся под открытым небом, то есть при повышенных и пониженных температурах, что в свою очередь может приводить к перегреванию или переохлаждению рабочего персонала. Для предотвращения на организм человека метеорологических факторов предусмотрены средства индивидуальной защиты. Также для профилактики подобных воздействий необходимо организовать специальные помещения с нормальным микроклиматом для перерывов с отдыхом.

Повреждения, вызванные контактами с насекомыми

Для избегания укусов насекомых необходимо обеспечивать рабочий состав специальной одеждой, а именно энцефалитным костюмом, а также аэрозолями и спреями от насекомых.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Проезды и подходы к месту строительства промышленных трубопроводов, а также участки проведения работ и рабочие места работающего персонала должны быть достаточно освещены. Освещение должно быть равномерным и без ослепляющего воздействия на рабочих. При проведении сварочно-монтажных работ в рабочей зоне необходимо применять стационарные светильники во взрывозащищенном исполнении с напряжением 220В и подвешенные на высоту не менее 2,5 м [54].

Повышенный уровень шума

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [55] основные методы борьбы с шумом в рабочей зоне подразделяются на:

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- использование средств индивидуальной защиты
- снижение уровня шума в источнике его возникновения
- снижение шума на пути распространения звука
- соблюдение режима труда и отдыха
- оптимальное размещение источников шума в рабочей зоне

Опасность падения в высоты

Работодатель, при выполнении работ на высоте, обязан обеспечить наличие индивидуальных средств защиты и защитных систем (предохранительные пояса, канаты страховочные). Работники допускаются к работе на высоте после прохождения обучения и инструктажа.

По возможности нужно исключать работы на высоте для обеспечения безопасности работников. При невозможности их исключения работодатель должен обеспечить использование инвентарных лесов, применение подъемников, машин и механизмов, люлек и подвесных лесов.

Запрещается проводить работы на высоте при:

- при грозе;
- при обледенении;
- в условиях недостаточной видимости;
- при скорости ветра 15 м/с и более.

Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне

Перед началом проведения работ необходимо проверить уровень загазованности воздушной среды в рабочей зоне. Содержание вредных веществ в воздухе не должно превышать предельно допустимую концентрацию. Работы разрешается выполнять только после ликвидации опасных условий.

Для защиты органов дыхания необходимо использовать средства индивидуальной защиты, а именно: противогазы и респираторы. Они защищают органы дыхания человека от вредных паров газа, а также от воздействия пыли во взвешенном состоянии.

Опасные факторы при погрузочно-разгрузочных работах

Для того, чтобы обеспечить безопасные условия работ и исключить

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

травматизм рабочих, персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, такими как: перчатки, каски, ботинки с металлическим носком.

Работники допускаются к работе после прохождения обучения и инструктажа. Также работы выполняют под строгим руководством ответственного лица.

При проведении погрузочно-разгрузочных работ запрещается:

- перемещать груз при нахождении под ним рабочих;
- поднимать ненадежно застропованный груз;
- поднимать груз, вес которого превышает допустимую рабочую нагрузку грузоподъемного оборудования;
- нахождение персонала под стрелой грузоподъемного механизма при ее подъеме и опускании [59].

Опасные факторы при сварочных работах

К проведению сварочно-монтажных работ допускаются рабочие, прошедшие необходимое обучение и инструктажи, а также имеющие специальное разрешающее удостоверение.

Работы выполняют под строгим руководством ответственного лица, в соответствии с нарядом допуском, в котором указано место проведения работ, а также отмечен участвующий в работах персонал.

Электрогазосварщику необходимо работать на резиновом ковре в специальных диэлектрических перчатках. На рабочем месте должны находиться аптечки, а также средства пожаротушения, в соответствии со спецификой работы. Так, например, для тушения электроустановок необходимо применять углекислотный огнетушитель [60].

6.2 Экологическая безопасность

6.2.1 Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на литосферу

При проведении строительных работ промышленных трубопроводов не

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

исключено попадание на почву загрязняющих веществ с работающего оборудования и техники. В таблице представлены ПДК некоторых веществ, которые входят в состав нефти, ее паров, а также вещества, участвующие в процессах транспортировки и хранения углеводородов. Все эти вещества могут попадать в почву [61].

Таблица 41 - Предельно-допустимая концентрация веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/м ³
Серная кислота	160
Ртуть	2,1
Сероводород	0,4
Толуол	0,3
Бензол	0,3
Бензин	0,1

Воздействие на атмосферу

При строительстве промышленных трубопроводов в атмосферу могут попадать различные пары нефти и нефтепродуктов. В таблице представлены классы опасности и ПДК некоторых веществ, которые входят в состав нефти, ее паров, а также вещества, участвующие в процессах транспортировки и хранения углеводородов. Все эти вещества могут попадать в воздух рабочей зоны[62].

Таблица 42 - Классы опасности и предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе

Вещество	Класс опасности	ПДК, мг/м ³
Этиловый спирт	4	1000
Нефть	4	300
Пропан	4	300
Бутан	4	300
Метан	4	300
Керосин	4	300
Ацетон	4	300
Толуол	3	50
Оксид углерода	4	20
Дихлорэтан	2	10
Сероводород	2	10
Метанол	3	10

Окончание таблицы 42

Дихлорэтан	2	10
Сероводород	2	10
Метанол	3	10
Бензол	2	5
Окислы азота	2	5
Серная кислота	2	5
Метилмеркаптан	1	1
Ртуть	1	0,8
Тетраэтилсвинец	1	0,01

Воздействие на гидросферу

В процессе строительства промысловых трубопроводов в водные объекты могут попасть различные загрязняющие вещества с оборудования и техники. В таблице представлены классы опасности и ПДК некоторых веществ, которые входят в состав нефти, ее паров, а также вещества, участвующие в процессах транспортировки и хранения углеводородов. Все эти вещества могут попадать в воду [63].

Таблица 43 - Классы опасности и предельно-допустимые концентрации веществ в воде

Вещество	Класс опасности	ПДК, мг/м ³
Метанол	2	3
Ацетон	3	2,2
Нефть	4	0,3
Бензин	3	0,1
Ртуть	1	0,0005
Метилмеркаптан	4	0,0002

6.2.2 Обоснование мероприятия по защите окружающей среды**Воздействие на литосферу**

В период строительства промысловых трубопроводов проезд к участкам, на которых ведутся работы предусматривается по временным дорогам.

Временные автомобильные дороги и подъездные пути необходимо устраивать таким образом, чтобы не повредить сельскохозяйственные угодья, а также древесно-кустарниковую растительность. Все работы по строительству

должны проводиться в пределах отведенных полос для того, чтобы уменьшить ущерб, наносимый окружающей среде. После проведения строительных работ необходимо полностью восстановить нарушенных рельеф местности (рекультивация), а также вывезти производственные отходы (изоляционные материалы, металлолом и т.д.).

Рекультивация — это процесс по восстановлению водных ресурсов и земель с целью восстановления продуктивности нарушенных земель и водоемов. Такие работы считаются завершенными, если отсутствуют места, которые загрязнены строительными и бытовыми отходами, а также горюче-смазочными отходами.

Воздействие на атмосферу

При строительстве промышленных трубопроводов основными источниками попадания вредных веществ в атмосферу служат: продукты сгорания топлива (передвижной транспорт), сварочные аэрозоли (сварочные работы), а также пары нефти и газа. В качестве мер по уменьшению попадания вредных веществ в атмосферу служит ограничение одновременно работающей техники, повышение качества используемого топлива, а также контроль и обслуживание транспортных средств.

Наиболее сильно пары нефти и нефтепродуктов выделяются из временных резервуаров. С целью снижения количества испарений нефти, необходимо поверхность амбара покрывать специальными химическим составом, который значительно сокращает вредные выбросы в атмосферу.

Воздействие на гидросферу

Для предотвращения попадания загрязняющих веществ в воду, необходимо исключить разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, а также мойку автотранспорта и оборудования в неустановленных для этого местах. Для этого необходимо предусматривать специальные зоны для технического обслуживания, ремонта оборудования и автотранспорта и его заправки. Также необходимо предусматривать специальные зоны для сбора отработанных горюче-смазочных материалов, а

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

также бытовых отходов для исключения их попадания в водные объекты. В месте временного городка необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.3.1 Анализ вероятных ЧС

При проведении работ по строительству промышленного трубопровода, наиболее опасными чрезвычайными ситуациями являются возгорание, либо взрыв паров нефти и нефтепродуктов.

Для предотвращения аварий и чрезвычайных ситуаций необходимо проводить обучение правилам техники безопасности и обучение по специальности персонала и инженерно-технических работников, занятых в работе.

Необходимо проводить и регулярные учения в соответствии с разработанными планами ликвидации аварий для контроля подготовленности персонала к авариям и чрезвычайным ситуациям.

Вновь прибывшие сотрудники допускаются к работам только после прохождения ими инструктажей по охране труда и технике безопасности.

6.3.2 Обоснование мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

При проведении строительно-монтажных работ на промышленных трубопроводах необходимо строго соблюдать, руководствуясь нормативно-технической документацией, правила техники безопасности. Производственные инструкции составлены в соответствии с требованиями действующих норм и правил, а также содержат разделы по технике безопасности с учетом специфики проводимых работ. С такими инструкциями должен быть ознакомлен инженерно-технический и рабочий персонал.

При возникновении аварий и ситуаций, которые могут привести к авариям и несчастным случаям, необходимо:

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- немедленно прекратить работы и известить руководителя работ;
- под руководством ответственного за производство работ оперативно принять меры по устранению причин аварий или ситуаций, которые могут привести к авариям или несчастным случаям.

На каждый из участков трассы необходимо разработать план ликвидации возможных аварий. В нем определяются обязанности и порядок действия ответственных должностных лиц и персонала аварийных служб. Эти планы позволяют более оперативно и организованно принимать меры по защите окружающей среды, восстановлению нефтепровода, а также обеспечивают безопасность близко расположенных объектов народного хозяйства, тем самым значительно уменьшая ущерб возможных аварий и чрезвычайных ситуаций [64].

Такие планы должны разрабатываться в соответствии с фактическим состоянием трубопровода, подъездных путей, линейной части трубопровода, а также с количеством кадров.

Планы по ликвидации возможных аварий должны находиться у начальника аварийно-восстановительной службы, главного инженера управления, а также у диспетчера управления. К находящемуся у диспетчера плану прилагается оперативный журнал аварий. План ликвидации возможных аварий обязаны изучить все работники бригады аварийной службы, а также все инженерно-технический персонал.

В случае возникновения ЧС с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти наружу необходимо:

- прекратить все работы в охранной зоне трубопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- отключить питание электрооборудования;
- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;
- отвести технические средства на безопасное расстояние;
- известить оператора или диспетчера об аварии;

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- оградить место аварии аварийными знаками, флажками.

Работы по организации ликвидации аварий должны проводиться в соответствии с разработанными Планами ликвидации возможных аварий (ПЛА) для объектов промысловых трубопроводов, расчетная продолжительность выполнения работ по ликвидации аварий не должна превышать 80 ч. в обычных условиях, с увеличением на 30-50 % для болотистых трасс.

При ликвидации аварий ответственный руководитель обязан:

- срочно прибыть к месту аварии;
- организовать связь с районным диспетчерским пунктом;
- уточнить характер аварии и определить возможный объем стока нефти;
- принять меры, исключающие возможность попадания нефти на территории населённых пунктов, в водоемы, на автомобильные и железные дороги;
- принять меры по предотвращению возможных возгораний нефти;
- организовать сбор вытекшей нефти;
- определить способ опорожнения дефектного участка нефтепровода от нефти;
- организовать выполнение аварийно-спасательных работ;
- принять решение о способе ликвидации аварии применительно к конкретным условиям.

В случае изменения состояния трубопровода, подъездных путей, линейной части трубопровода, то в план ликвидации возможных аварий обязательно должны вноситься соответствующие дополнения и исправления.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении строительных работ в районах Крайнего Севера и

					Социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приравненных к таким районам местностям рабочие получают дополнительные льготы и надбавки, указанные в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

Строительные работы должны проводится в соответствии с требованиями действующих регламентов и руководящих документов. Запрещается выполнять строительные работы без оформления необходимых разрешений. Мероприятия по обеспечению безопасного производства газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ.

Работы, проводимые в зимнее время, расположенные в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям, а также выведенном из эксплуатации оборудовании, должно быть обеспечено соответствующее освещение рабочих мест.

К проведению работ допускаются лица, прошедшие подготовку и имеющие квалификационное удостоверение, а также должны иметь справку о медицинском осмотре, подтверждающий пригодность к выполнению данной работы. Согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», работники должны обеспечиваться спецобувью, спецодеждой, а также другими средствами индивидуальной защиты, имеющих соответствующие сертификаты соответствия [65].

Все работы по подготовке и непосредственно строительству выполняются в соответствии с нарядом-допуском, в котором указаны виды работ, их место проведения, ответственные лица, а также лица, участвующие в работах.

6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При строительстве промышленного трубопровода рабочей зоной является строительный котлован.

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Разработка строительного котлована осуществляется экскаваторами. Длину котлована определяют по расчету:

$$L = l + (2 - 3), \text{ м}$$

где l – длина строящегося участка нефтепровода, но не меньше диаметра нефтепровода.

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей нефтепровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра.

Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении.

Персонал и инженерно-технические работники допускаются к работе только в средствах индивидуальной защиты и спецодежде. Также находясь на рабочем месте работники, а также представители подрядных организаций обязаны соблюдать и выполнять правила внутреннего трудового порядка. Весь работающий персонал должен уметь оказывать первую помощь при несчастном случае, а также пользоваться средствами пожаротушения. Запрещается загромождение выходов из помещений, рабочих мест, а также доступа к средствам пожаротушения.

Производственный процесс должен быть организован таким образом, чтобы не допускать попадания вредных веществ в воздух рабочей зоны. Все используемые электроустановки и электрооборудование должно быть обязательно заземлено, а также соответствовать нормативным документам.

Каждое рабочее место должно соответствовать требованиям охраны труда в соответствии с «Системой организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте» [66].

Заключение по разделу

В данном разделе выпускной квалификационной работы магистра были:

- изучены и проанализированы основные факторы, определяющие опасность и вредность при строительстве промышленного трубопровода;
- разработаны мероприятия по устранению данных факторов;
- изучены виды воздействия на природную среду в период ремонтных работ;
- разработан план действий при возникновении чрезвычайной ситуации;
- рассмотрена компоновка рабочей зоны.

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе магистра на основе данных диагностического анализа был рассчитан остаточный ресурс исследуемого участка трубопровода, который составил ■■■ года, что является меньше заявленного срока эксплуатации. В следствие этого были рассмотрены для применения в система сбора и подготовки скважинной продукции стеклопластиковые и полиэтиленовые трубы. Для них были приняты диаметры и толщины стенок, которые удовлетворяют условиям прочности.

В результате гидравлических расчетов и расчетов на гидравлический удар можно сделать выводы:

- в следствие повышения давления при гидравлическом ударе в результате мгновенного полного прекращения движения жидкости, в стальном трубопроводе диаметром ■■■ мм равняется ■■■ МПа, в стеклопластиковом трубопроводе диаметром ■■■ мм ■■■ МПа, а в трубе из полиэтилена диаметром ■■■ мм ■■■ МПа, следовательно, стеклопластиковый трубопровод обладает большей устойчивостью к динамическим нагрузкам по сравнению со стальными и полиэтиленовыми трубопроводами за счет эластичности стенок;
- гидравлический расчет показывает, что потери напора на трение и местное сопротивление по длине нефтегазосборного трубопровода длиной ■■■ метра от АЗГУ до сепаратора составит ■■■ МПа для стеклопластика это не больше ■■■% от начального давления, ■■■ МПа для полиэтилена не более ■■■% от начального давления и ■■■ МПа для стали, что не больше ■■■% от начального давления. Этим можно сказать, что потери по длине стеклопластикового нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ до сепаратора являются наименьшими по сравнению со стальными и полиэтиленовыми трубами.

					Повышение ресурса безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов на основе применения неметаллических труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Семченко Д.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					118	145
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ71		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

При помощи программы инженерного анализа Ansys было показано напряженно-деформированные состояния полиэтиленовой и стеклопластиковой трубы в грунте. Наибольшие значения напряжений располагаются на верхних и нижних образующих трубопровода, что объясняется давлением грунта на трубопровод сверху и снизу. Для стеклопластиковой и полиэтиленовой трубы возникающие напряжения меньше предела текучести материалов, следовательно, при заданных нагрузках разрушения трубопровода не произойдет.

Экономические расчеты по оценке эффективности также подтверждают, что затраты на строительство участка промыслового нефтегазопровода из стеклопластика протяженностью м является наиболее выгодным средством повышения ресурса трубопровода на месторождении SKH.

В разделе социальной ответственности были рассмотрены все основные вредные и опасные производственные факторы, с подробным описанием их предупреждения и защиты от их воздействия на человека.

					Заключение	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 1 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293772/4293772271.htm> (дата обращения: 24.04.19).
2. Муратов К.Р. и др Методика прогнозирования коррозионной стойкости стали // Нефтяное хозяйство. - 2017. - № 6. – с. 86-90.
3. Мустафанов Ф.М. Промысловые трубопроводы и оборудование // М. ОАО издательство Недра 2004. с. 662
4. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и технических средств защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19 – Уфа, 2010. – с. 121.
5. Кац Н.Г. и др Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии. Учебное пособие // Москва. – 2011. – с. 211.
6. Абдуллин И.Г. и др Коррозия нефтегазового и нефтепромыслового оборудования. Учебное пособие // Уфа. – 1990. – с. 72.
7. Мильке А.А. Протекторная защита промысловых трубопроводов от коррозии // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г.: в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. – с. 380-381.
8. Кирсанов В.В. и др. Промышленная безопасность трубопроводных систем // НефтьГазПромышленность – 2006. - №6. - с 17-28.

					Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения неметаллических труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список используемых источников			
Разраб.		Семченко Д.В.						
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
					НИ ТПУ гр. 2БМ71			
					Лит.	Лист	Листов	
						120	145	

9. Хамитова Г.И. Методы борьбы с коррозией трубопроводов // Научные исследования и разработки в эпоху глобализации – 2017. – с. 87-91.
10. Мамулова Н.С. Все о коррозии: справочник. - Санкт-Петербург: Химиздат. – 2000 – с. 517.
11. Гоник А.А. коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. Учебник для вузов // изд. 2-е. М. Недра. – 1976. – с. 192.
12. Бекбаулиева А.А. и др. Совершенствование защиты внутренней поверхности трубопроводов от коррозии // Нефтегазовое дело. – 2010. – с. 7.
13. Мустафин Ф.М. и др Защита трубопроводов от коррозии // Т.1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис. – 2004. – с. 806.
14. ГОСТ 9.502-82 Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294821/4294821194.htm> (дата обращения: 25.04.19).
15. Кузнецов М.В. и др Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. Учебник для вузов // изд. 2-е. М. Недра. – 1992. – с. 240.
16. Лаптев А.Б. и др Повышение безопасности эксплуатации промысловых нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. - 2006. – с. 48-52.
17. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями // Нефтегазовое дело. – 2003. – с. 24.
18. Глотов И.В. повышение эффективности противокоррозионной защиты подземных нефтегазопроводов в условиях промышленных площадок: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19 – Ухта, 2019. – с. 163.
19. Волков А.С. Применение композитных труб в системах сбора и транспортировки нефти и агрессивных сред // журнал Инженерная практика. – 2016. - №12 – с. 94.
20. Гуров С.А. Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения ингибиторной защиты: диссертация кандидата технических наук: 05.26.03 – Уфа. – 2003. – с. 168.

					Список используемых источников	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. Вагапов Р.К. Ингибиторная защита от коррозии нефтепромыслового оборудования и трубопроводов // Коррозия: материалы, защита. - №1. – 2007. - с. 17-23.

22. Боев Е.В. и др. Снижение коррозионной активности промышленной среды // SWorld. - Т. 6. - 2014. - с. 84–86.

23. Боев. Е.В. и др. Снижение скорости коррозии нефтегазового оборудования методом поляризации поверхности // Бутлеровские сообщения. - Т.43. – 2015. – с. 127-134.

24. ТУ 39-0147585-49-98/НПО Наружная антикоррозионная изоляция труб. «ЗНОК и ППД», 1997. – с. 14.

25. Орлов В.А. и др. Остаточный ресурс стальных трубопроводов систем водоотведения // Вестник МГСУ. - №4. – 2008. - с. 122-127.

26. Храменков С.В. и др. Реконструкция трубопроводных систем. Учебник для вузов // М. АСВ. - 2008. – с. 216.

27. ОСТ 153-39.4-010-2002 Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Data1/48/48685/index.htm> (дата обращения: 19.04.19).

28. РД 09-102-95 Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгорнадзору России / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294853/4294853677.htm> (дата обращения: 19.04.19).

29. Сухотина А.М. и др. Коррозия и защита химической аппаратуры // Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность. - Т.9. – М.: химия. - 1974. – с. 576.

30. Бушковский А.Л. и др. Технико-экономическое обоснование выбора толщины стенки и материала труб для строительства, ремонта и реконструкции промысловых трубопроводов // Народное хозяйство. - №8. – 2006. - с. 90-93.

					Список используемых источников	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

31. СНиП 23-01-99* Строительная климатология и геофизика / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294849/4294849698.htm> (дата обращения: 24.04.19).

32. Марочник стали и сплавов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.splav-kharkov.com> (дата обращения: 24.04.19).

33. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852689.htm> (дата обращения: 24.04.19).

34. Методика вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов: НПО «Трубопровод», ВНИПИнефть, согласовано Госгортехнадзором РФ 11.01 96. – с. 5.

35. ГОСТ 18599-2001 Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294846/4294846443.htm> (дата обращения: 27.04.19).

36. Глухова О.В. и др. Эффективность применения трубопроводов из полиэтиленовых труб // Нефтегазовое дело. №1. – 2006. – с. 8.

37. ASTM D2992 – Standard Practice for Obtaining Hydrostatic or Pressure Design Basis for “Fiberglass” (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pipe and Fittings. 2016. – с. 318-328.

38. Егоров Д.А. Использование труб из полимерных материалов // Евразийский научный журнал. - №6. – 2016. – с. 317-329.

39. Каблов Е.Н. и др. Способы определения прочности соединения деталей интегральных конструкций из полимерных композиционных материалов // пат. 2262099 №26. – 2005. – с. 9.

40. Мурашов В.В. и др. Контроль многослойных клеевых конструкций из полимерных композиционных материалов // Клеи. Герметики. Технологии. - №10. - 2011. - с. 16-23.

					Список используемых источников	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

41. Герасимов В.Г. и др. Приборы для неразрушающего контроля материалов и изделий. Учебное пособие // М.: Машиностроение. - 1986. - 352 с.

42. ТУ 14-3Р-124-2012 Трубы стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости для обустройства месторождения / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293833/4293833064.htm> (дата обращения: 24.04.19).

43. ТУ 2296-001-26757545-2008 Трубы стеклопластиковые, насосно-компрессорные, обсадные, линейные и фасонные изделия / Информационный ресурс ТЕХЭКСПЕРТ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/415966960> (дата обращения: 24.04.19).

44. Картвелишвили Л.Н. Принципы расчета гидравлического удара и их развитие // Мелиоводинформ. - №4. – 2012. - с. 72-77.

45. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293772/4293772271.htm> (дата обращения: 24.04.19).

46. СП 40-105-2001 Проектирование и монтаж трубопроводов из стеклопластиковых труб / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294848/4294848157.htm> (дата обращения: 24.04.19).

47. Официальный ресурс компании ПАО Синарский трубный завод [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://sintz.tmk-group.ru/> (дата обращения 7.04.19).

48. Официальный ресурс компании ООО Завод стеклопластиковых труб [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://zst.ru/> (дата обращения 29.03.19).

					Список используемых источников	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

49. Официальный ресурс компании ООО Техстрой [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://tehstroj.ru/> (дата обращения: 17.04.19).

50. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293758/4293758800.htm> (дата обращения: 22.04.19).

51. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293754/4293754317.htm> (дата обращения: 22.04.19).

52. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293765/4293765641.htm> (дата обращения: 23.04.19).

53. ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852043.htm> (дата обращения: 23.04.19).

54. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293747/4293747646.htm> (дата обращения: 22.04.19).

55. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293765/4293765641.htm> (дата обращения: 22.04.19).

					Список используемых источников	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22.04.19).

56. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293744/4293744681.htm> (дата обращения: 23.04.19).

57. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293754/4293754317.htm> (дата обращения: 23.04.19).

58. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852044.htm> (дата обращения: 23.04.19).

59. ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294852/4294852014.htm> (дата обращения: 23.04.19).

60. ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Data1/4/4032/index.htm> (дата обращения: 23.04.19).

61. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293850/4293850511.htm> (дата обращения: 23.04.19).

					Список используемых источников	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

62. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294814/4294814666.htm> (дата обращения: 21.04.19).

63. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294815/4294815336.htm> (дата обращения: 25.04.19).

64. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294816/4294816683.htm> (дата обращения: 26.04.19).

65. ФЗ 116 О промышленной безопасности опасных производственных объектов / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294851/4294851261.htm> (дата обращения: 25.04.19).

66. РД 13.100.00-КТН-225-06 Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://meganorm.ru/Data1/54/54769/index.htm> (дата обращения: 26.04.19).

					Список используемых источников	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Карта расположения месторождения

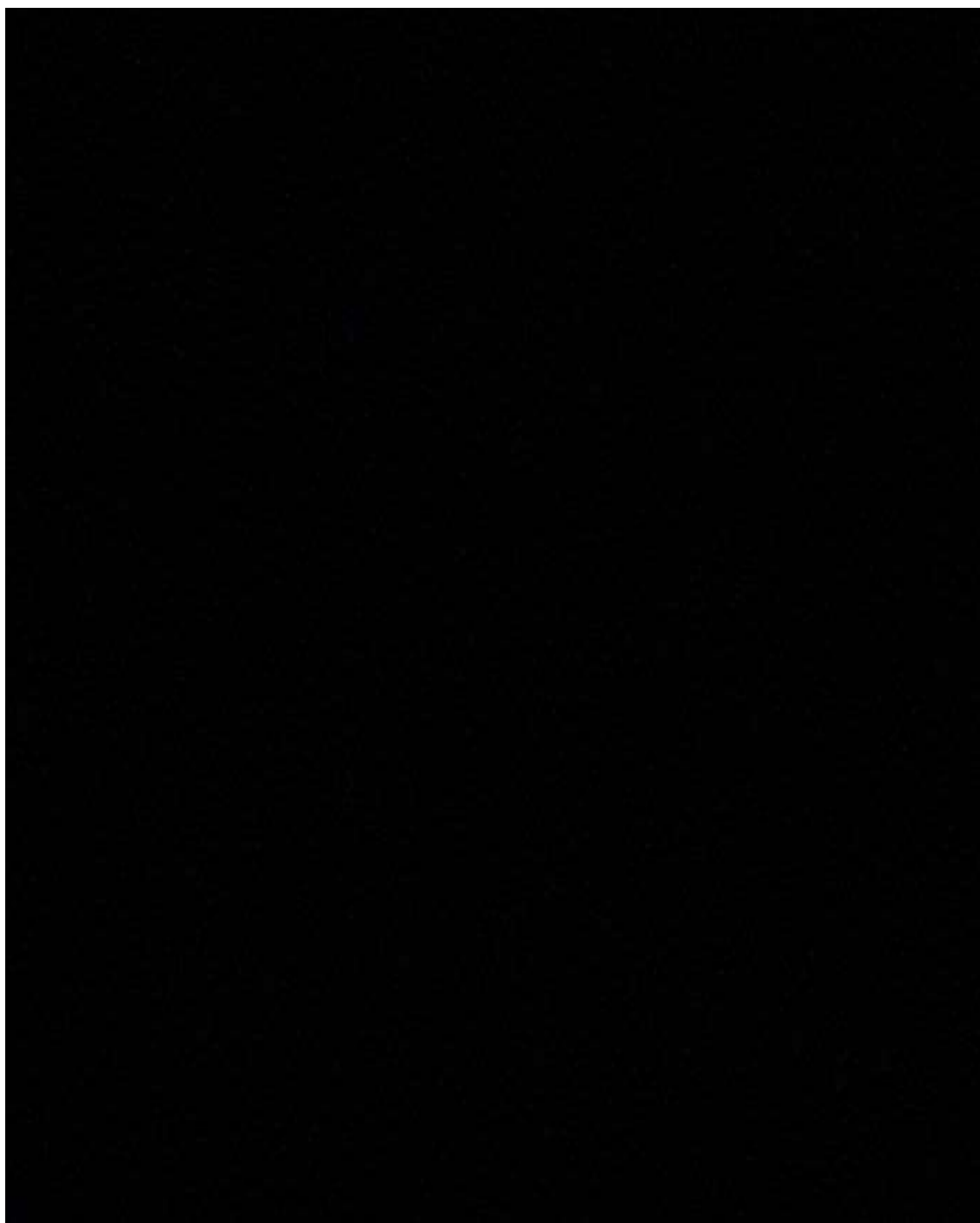


Рисунок А1 – Схема расположения месторождения

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Подраздел 3.5
Method of connecting fiberglass pipes
Подраздел 3.6
Method of connecting polyethylene pipes

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Семченко Дмитрий Владимирович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Наталья Вячеславовна	К.Х.Н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Новикова Вера Станиславовна			

3.5 Method of connecting fiberglass pipes

3.5.1 Adhesive bonding

Glued connection of fiberglass pipes and parts is one-piece. Structurally, it is carried out either in the socket or with the help of couplings that are supplied in inventory or performed directly at the pipeline installation site by winding glass and fiberglass pipes impregnated with adhesive compound onto the joint.

The glue in the form of its constituent components usually is supplied by the pipe manufacturer and is prepared by mixing them in a certain proportion, according to the manufacturer's recommendations, directly on the track during the assembly of joints of pipes and parts.

The supplied raw materials for the adhesive composition are determined by the specification for the pipeline and must have at least the same quality as the components used in the production of the pipes and fittings themselves.

When preparing the ends of the pipes for gluing and during the gluing operation, they must be cleaned of dust and dirt and protected from precipitation (rain, snow, dew, frost), meaning they must be dry and clean.

The technological process of pipe gluing consists of the operations of preparing the ends of pipes for glue application, preparation of adhesive composition, glass materials or clutches, joining and heat treatment.

When preparing for bonding, check the perpendicularity of the ends of the pipes to their axis and, if necessary, fix with the file, then clean the surfaces of the pipe ends by the width of the coupling with a grinder and take a chamfer at an angle of 90-120 °. Then remove the formed dust and sawdust with a compressed air jet or a clean brush and rigidly fix both ends of the connected pipes or pipe and part so that the gap between the edges is 1-2 mm. After that, clean with a rag or brush degrease with acetone or alcohol those surfaces, on which the adhesive will be applied. When gluing in the socket of the cleaning operation, the inner cavity of the socket is exposed.

In parallel with the preparation of the ends of the pipes, glass material and a

compound for gluing are prepared.

Adhesive compound is prepared for placement in the warehouse in accordance with the recipes and the provisions of the manufacturer. And each added component must be thoroughly mixed with resin. It is forbidden to simultaneously move the accelerator and the catalyst.

The curing of this adhesive composition begins in 10-30 minutes. The polymerization time can be increased or decreased by increasing or decreasing the amount of accelerant in the compound, but not more than 2-5 ml. During operation, the ambient temperature and humidity are monitored. As the temperature of the surrounding air rises, the quantity of the product should be decreased.

First, on the prepared ends of the yoke-welded pipes, a layer of glue is applied with a brush and then two or three layers of glass wool with impregnation with glue of each layer.

Then, two to three layers of glass mat are spread in the section 1-2 cm wide with impregnation of each layer of the compound, and then 2-3 layers of a glass mat with a width of 200-300 mm are applied with impregnation of each layer with an adhesive compound.

After applying each layer, it must be rolled with a roller to remove air bubbles and ensures complete impregnation of the layers laid. The first layer made this way - the liner should be left alone for 10-30 minutes to polymerize the adhesive composition.

Upon completion of the polymerization of the first layer (liner), its external, visual quality control, as well as the removal of deposits, frozen droplets by grinding the surface of this layer are carried out.

The strength layer is formed by applying alternating layers of glass and fiberglass to a full (-normalized) thickness, with each applied material of the piece to be equal to the circumference of the wound clutch (connection). The stacking of layers must be shifted (not coincide), with the first and last elements being made of glass, and each layer must be pressed with a roller to compact and expel air

bubbles.

The coating of this cycle should not be made of more than five layers of fiberglass and six layers of glass material.

Connections gluing GRP pipes into the socket or a coupling must have conical surfaces adequate to the ends of the pipe. After the coatings, the ends connected by the adhesive compound are joined into the socket or through the coupling and contracted with a force ensuring full contact of the glued surfaces and are held in a tightened state until the adhesive layer is fully cured.

The assembly of joints of pipes up to 150 mm in diameter is done manually. Pipe joints of large diameters should be assembled using tightening mechanisms.

To shorten the curing period of the adhesive composition, the adhesive joint can be subjected to heat treatment. To this end, the glued joint is wrapped with a thermos-towel and heat-treated until the sizing is complete. From one low-power generator it is possible to heat simultaneously 3-4 joints.

Structurally, the presence is either in the socket or with the help of a clutch, which also provides the lining of the pipe walls. It is one-piece.

To bond (glue) fiberglass pipes made on epoxy compounds, the glues used are also on epoxy resin. The pipe manufacturer usually supplies adhesives. They basically consist of two reactive components - a binder and sold, agreed in a certain proportion just before use according to the provisions of the manufacturer.

The components in the set of adhesive joints are usually flammable and must be stored in fireproof places.

Both surfaces of the ends of pipes to be glued must be thoroughly cleaned and wiped with a soft clean cloth with a solvent or alcohol.

The adhesive set by volume should generally correspond to the necessary minimum for one joint. The resin and the catalyst must be thoroughly mixed before the application onto the bonded surfaces until the composition is completely homogeneous, which is applied evenly by the spatula on the surfaces to be joined.

Coated with glue, ends of the pipes (or pipes and clutch) should be

connected with the force that provides the outflow from the joint part of the adhesive composition. To prevent excessive leakage of the adhesive, the joint can be wrapped with a polyethylene film (one layer).

The joint formed on the adhesive must be heat-treated to cure the adhesive layer. To this end, glued joints are wrapped in thermo-towels in 2-3 layers and heat-treated until completely cured.

From one low-power field generator with a gasoline drive, 3-4 joints can be heat-treated simultaneously.

Heaters should be equipped with temperature and time controllers.

Before the glue is completely cured, the removal of temporary supports is not allowed.

3.5.2 Assembling the screw connections

Installation operations begin with laying pipe sections along the trench with stud ends in the direction of flow and culling the pipes damaged during transportation, loading and unloading.

Before assembling the threaded joints of the pipes, the quality of the threads at the ends of the pipes must be checked (check the absence of nicks, chipping threads and other defects). The inner and outer surfaces of the pipe ends must be cleaned of any contaminants. Threaded couplings must be supplied in a separate container and unpacked only directly during installation.

Before assembling, it is necessary to check whether the threads of the pipe ends to be joined (on the stud and socket end of the pipes, at the ends of the pipes and the coupling), and whether the sealing rings are checked in place and whether they are correctly seated in the grooves.

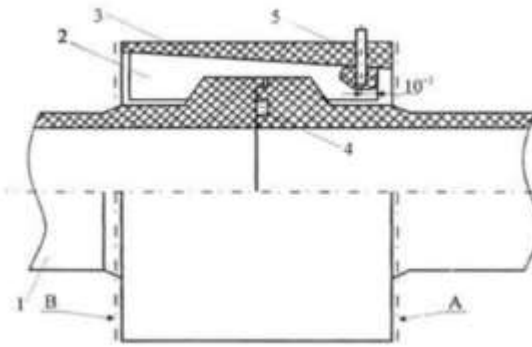


Figure B1 - Assembling the yoke joint

1 - a yoke pipe; 2 - yoke; 3 – yoke clutch; 4 - compaction; 5 - pin

If the torque increases excessively when assembling the threaded connection, it is necessary to stop work, dismantle the connection and find out the reasons. The possible causes of jamming the end of the pipe are:

- presence of dirt;
- the presence of a chip of the pipe;
- violation of the centering of the pipe ends;
- destruction of threads;
- insufficient thread length on one of the pipes.

If it is impossible to eliminate the cause of jamming, then you need to take another pipe.

When tightening the connection, it is prohibited to use increased torque, since such connections cannot subsequently be dismantled.

When assembling the connections, you should use the keys strictly in accordance with the diameter of the endings, with a good contact area, meaning that the key grip on the body of the pipe is prohibited. The key can be seized only at the end of the bell mouth (8 cm long) and only at the thickened end of the spike.

When installing joints in winter conditions, the rings and grease should be in a warm shelter. It is necessary to receive in advance additional instructions from suppliers on the technology of installing joints at a negative temperature.

3.5.3 Assembling the yoke connections

Before assembly, it is necessary to prepare the edges (ends) of the pipes to

be joined (check the cleanness of the connecting surfaces, the geometrical parameters of the ends, etc.).

The clamping sleeve 2 should be pulled over one of the pipes before pipe joining. Then set the pipe to be joined coaxially with the previous one and install the seal in the groove of the rope end of the pipe. Next, aligning the ends of the pipes to be joined put on the tubing collars yoke (2 or 4 pieces). The cone surfaces of the yoke should be directed to one side to the coupling. After this, push the coupling onto the yoke as far as it will go. To ensure that the coupling head is dense, the wooden hammer ejects it strikes the entire perimeter from the end A.

After assembling all joints of the yoke pipes, the pipeline section is tested, the necessary corrections are made, and then all the airtight joints are sealed. For this purpose, a hole is drilled in the coupling and bugle with a diameter of 0.3 mm smaller than the diameter of the attached locking pin and the depth ensuring its ejection after plugging above the surface by at least 5-8 mm for easy dismantlement) of the connection. The distance from the edge of the yoke is not less than 10 mm.

Dismantlement of the yoke joints is carried out in the reverse order, starting with pulling out the pin, then removing the coupling in the opposite direction (by blowing through the gasket evenly along the entire perimeter).

3.5.4 Assembly of socket and socket coupling

When assembling the joint, the narrower end of the pipe must be positioned towards the direction of movement of the product.

Before installation, pipes and parts should be checked and cleaned.

When the ends of the pipes and the coupling are fully prepared for installation, the surfaces that come into contact with each other during assembly must be covered with a continuous, even layer of grease. Lubrication is necessary to ensure the assembly of the connection and integrity of the sealing ring, which must be inserted into the bore without twisting. Before installation, the ring must also be lubricated.

After installing the sealing rings, it is required to mount the device for tightening the pipes. The half-jaws of a large diameter rigid assembly device must be mounted on a coupling or socket, depending on the design of the joint. Under steel clamps, it is necessary to lay a layer of reinforced rubber with a thickness of 5-10 mm to avoid damage to the surface of the pipes when tightening the clamps.

The width of the strip of rubber should be more by 30-40 mm of the width of the yoke. The width of the yoke must be 60-80 mm for pipes up to 150 mm in diameter; 120-180 mm for pipes 200-400 mm in diameter, and 200-300 mm for pipes with a diameter of 500-700 mm.

Instead of a rigid steel assembly tool, it is advisable to use long clamps from tie straps (belt clamps), with lanyards, hand ratchet blocks or hydraulic cylinders.

When assembling the joint, it must be ensured that the hole under the pin and the next joint is conveniently located for mounting and the next joint.

When installing flare pipes, the bell and spike should be lubricated prior to assembly of the fixtures.

As an internal lubricant of the surfaces to be joined and the sealing ring, a lubricant VNII NP-231, VTU NP 125-65 (for the assembly of household and drinking pipelines) can be used.

Before assembling the joint, it is necessary to check whether the ground or other objects have fallen on the surfaces to be joined. With the help of a tensioner, push the coupling or socket to the spike until the hole in the coupling with the radius groove on the spike coincides. By inserting a locking element into the opening of the coupling or socket, it is possible to check the accuracy of the alignment of the grooves with the sealing inserts (rings).

Insert the locking element (pin) into the groove for the full length along the circumference, while monitoring the position of the end of the locking element with a shield or a thin steel plate in the gap between the spike and the coupling or between the spike and the bell. The clearance until the locking element is fully closed should not exceed 20 mm.

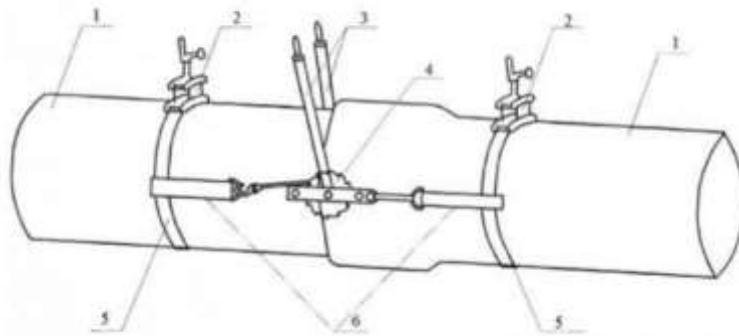


Figure B2 - Scheme of assembly of socket and socket couplings

1 - pipe; 2 - the clamp; 3 - levers; 4 - ratchet mechanism; 5 - a soft tape of a collar; 6 - tightening tape

When the pipes have been aligned, the seal should always be checked. This is produced by a strip of steel or other metal with a thickness of 0.4-0.5 mm, a width of 15 mm and any length exceeding 200 mm. The strip is inserted into the circumferential space between the socket and the spiked end.

The entire circumference of the seal is checked to make sure that the rubber ring sits at the same depth, that is, correctly located in the bore. If it turns out that the ring sits in a different way in the groove, or in case of doubt, it is necessary to disconnect the joint, check the rubber ring and replace it if any signs of improper planting are found; check again the connection area of the joint, the entrance to the socket and the grooves on the spiked end. Inserting the pipe for the second time makes sure that the pipes are well aligned.

When splitting the joint, it is forbidden to use chains or steel slings in direct contact with the pipes.

It is required to repeatedly check the position of the seal with a metal strip.

The next pipe (section) cannot be attached to the previous one, until the latter is not fixed with a soil prism.

Dismantlement of assembled or operated pipelines, which have socket or socket couplings, is carried out in the reverse order, i.e. disassembly begins with the pulling of the locking element, the end of which must always be long enough to perform the extraction operation, that is 150-170 mm in length, depending on the diameter of the pipes to be connected.

3.5.5 Assembling flange connections

When connecting GRP pipes on metal flanges, or on GRP flanges, or connecting GRP pipes with steel flanges, it is necessary to take into account the real loads that arise during installation in road conditions - they should not exceed the calculated ones - therefore, the use of torque wrenches is mandatory when assembling.

To avoid distortions when bolts during the assembly of flange joints are tightened, first it is necessary that the flanges are aligned with each other.

Sealing gaskets between tightened flanges must meet the characteristics specified in pipeline specifications.

It is essential not to exceed the tightening torque of the bolts provided by the instruction (the one for the mounted object). Otherwise, the connection will fail. The allowable deviation from the recommended should not exceed + 20-30%.

The metal plates connected to the fiberglass flanges must always be flat. In the case of protrusion, it is necessary to insert a metal gasket between the assembled flanges, thickness being equal to the prominence (to level the surface).

Tightening of the bolts of the flange joints of GRP pipes is produced by dynamometric keys uniformly in diametrically opposite order, which will avoid distortion and stress concentration on the GRP collar.

3.6 Method of connecting polyethylene pipes

PE pipe or fittings are joined to each other by heat fusion or with mechanical fittings. PE pipe may be joined to other pipe materials by means of compression fittings, flanges, or other qualified types of manufactured transition fittings.

All individuals involved in the joining PE pipe systems should be fully trained and qualified in accordance with applicable codes and standards and/or as recommended by the pipe or fitting manufacturer. The equipment used in the process of making heat fused joints must be designed to operate for the selected pipe and fusion procedures. Additionally, the equipment should be well maintained

and capable of operating to specification.

3.6.1 Thermal Heat Fusion Methods

There are three types of conventional heat fusion joints currently used in the industry; Butt, Saddle, and Socket Fusion. Additionally, electrofusion (EF) joining is available with special EF couplings and saddle fittings.

The principle of heat fusion is to heat two surfaces to a designated temperature, then fuse them together by application of a sufficient force. This force causes the melted materials to flow and mix, thereby resulting in fusion. When fused according to the pipe and/or fitting manufacturers' procedures, the joint area becomes as strong as, or stronger than, the pipe itself in both tensile and pressure properties and properly fused joints are absolutely leak proof. As soon as the joint cools to near ambient temperature, it is ready for handling.

Butt Fusion

The most widely used method for joining individual lengths of PE pipe and pipe to PE fittings is by heat fusion of the pipe butt ends. This technique produces a permanent, economical and flow-efficient connection. Quality butt fusion joints are produced by using trained operators and quality butt fusion machines in good condition.

The butt fusion machine should be capable of:

- aligning the pipe ends;
- clamping the pipes;
- facing the pipe ends parallel and square to the centerline;
- heating the pipe ends ;
- applying the proper fusion force.

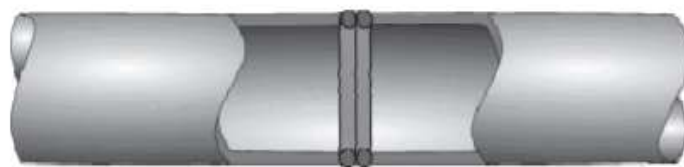


Figure B3 - A standard Butt Fusion Joint

The six steps involved in making a butt fused joint are:

1. clean, clamp and align the pipe ends to be joined;
2. face the pipe ends to establish clean, parallel surfaces, perpendicular to the center line;
3. align the pipe ends;
4. melt the pipe interfaces;
5. join the two pipe ends together by applying the proper fusion force;
6. hold under pressure until the joint is cool.

3.6.2 Electrofusion (EF)

This technique of heat fusion joining is somewhat different from the conventional fusion joining thus far described. The main difference between conventional heat fusion and electrofusion is the method by which the heat is applied. In conventional heat fusion joining, a heating tool is used to heat the pipe and fitting surfaces. The electrofusion joint is heated internally, either by a conductor at the interface of the joint or, as in one design, by a conductive polymer. Heat is created as an electric current is applied to the conductive material in the fitting. Figure B4 illustrates a typical electrofusion joint. PE pipe to pipe connections made using the electrofusion process require the use of electrofusion couplings.

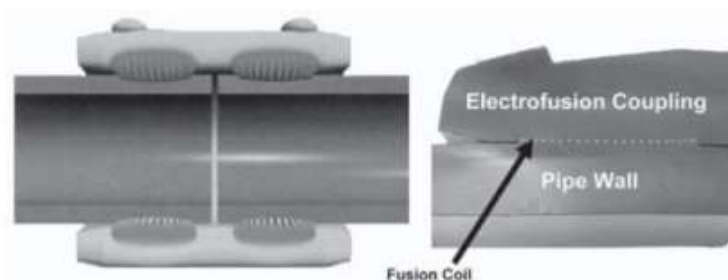


Figure B4 – Typical Electrofusion Joint

General steps to be followed when performing electrofusion joining are:

1. prepare the pipe (scrape, clean);
2. mark the pipe;
3. align and restrain pipe and fitting per manufacturer's recommendations;
4. apply the electric current;

5. cool and remove the clamps;
6. document the fusion process.

3.6.3 Mechanical Connections

Fitting selection is important to the performance of a piping system. Product performance and application information should be available from the fitting manufacturer to assist in the selection process as well as instructions for use and performance limits, if any. Additional information for these types of products is also contained in a variety of specifications such as ASTM F1924, F1973, and AWWA C219.

Mechanical Compression Couplings for Small Diameter Pipes

This style of fitting comes in many forms and materials. The components, as depicted in Figure B5, are generally a body; a threaded compression nut; an elastomer seal ring or O-ring; a stiffener; and, a grip ring. The seal and grip rings effect a pressure-tight seal and, in most designs, providing pullout resistance which exceeds the yield strength of the PE pipe. It is important that the inside of the pipe wall be supported by the stiffener under the seal ring and under the gripping ring (if incorporated in the design), to avoid deflection of the pipe. A lack of this support could result in a loss of the seal or the gripping of the pipe for pullout resistance. This fitting style is normally used in service lines for gas or water pipe 2" IPS and smaller. It is also important to consider that three categories of this type of joining device are available. One type provides a seal only, a second provides a seal and some restraint from pullout, and a third provides a seal plus full pipe restraint against pullout.

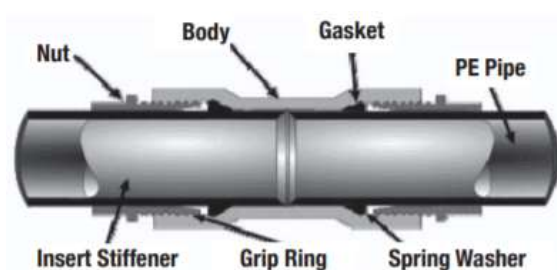


Figure B5 – Typical Compression Nut Type Mechanical Coupling for Joining PE Pipe to PE Pipe

3.6.4 Mechanical Bolt Type Couplings

There are many styles and varieties of “Bolt Type” couplings available to join PE to PE or other types of pipe such as PVC, steel and cast iron in sizes from 1¼” IPS and larger. Components for this style of fitting are shown in Figure B6. As with the mechanical compression fittings, these couplings work on the general principle of compressing an elastomeric gasket around each pipe end to be joined, to form a seal. The gasket, when compressed against the outside of the pipe by tightening the bolts, produces a pressure seal. These couplings may or may not incorporate a grip ring, as illustrated, that provides pullout resistance sufficient to exceed the yield strength of the PE pipe. When PE pipe is pressurized, it expands a little and shortens slightly due to Poisson’s effect. In a run of PE pipe, the cumulative shortening may be enough to cause separation of unrestrained mechanical joints that are in-line with the PE pipe. This can be a particular concern where transitioning from PE pipe to Ductile Iron pipe. Joint separation can be prevented by installing external joint restraints at mechanical connections, or by installing in-line anchors or a combination of both. Additional restraint mechanisms to supplement the pull resistance of these types of fittings if needed are available.

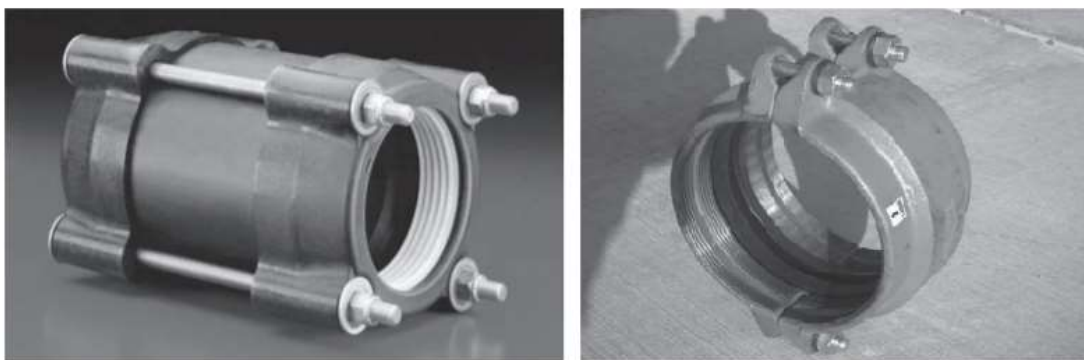


Figure B6 – Mechanical Bolt Type Coupling for Joining Steel Pipe to PE or for Joining Two PE Pipes

3.6.5 Stiffener Installation Guidelines

When connecting PE pipe to the bell end of a ductile iron or PVC pipe, it is recommended that a stiffener be added to the ID of the pipe to insure a good

connection between the seal in the bell and the pipe. Check the pipe for toe in. If it is severe, cut the pipe back to remove it. Lubricant will minimize the insertion effort required. A detergent or silicone grease is recommended. There are two types of stiffeners available on the market. One type is a fixed diameter stiffener that matches the ID of the pipe being repaired (see Figure B7). Caution should be used when using fixed diameter stiffeners to be sure they are sized properly to obtain the proper press fit in the PE pipe. These are mainly used with smaller diameter service lines.



Figure B7 – Fixed Diameter Stiffener for PE Pipe

The other type of stiffener is a split ring stiffener (see Figure B8). These are normally made of stainless steel and provide a thin yet strong pipe wall reinforcement without disturbing the flow characteristic of the pipe. The easy installation instructions are shown in Figure B8.



Figure B8 – Split Ring Stiffener for PE Pipe

3.6.6 Flanged Connections

PE Flange Adapters and Stub Ends

When joining to metal or to certain other piping materials, or if a pipe section capable of disassembly is required, PE flange adapters. The “Flange

Adapter” and its shorter version, the “Stub End,” are designed so that one end is sized the same as the PE pipe for butt fusion to it. The other end has been especially made with a flange-type end that, provides structural support, which eliminates the need for a stiffener and, with the addition of a metal back-up ring, permits bolting to a similar flanged end connection — normally a 150- pound ANSI flange.

Flange Gasket

A flange gasket may not be required between PE flanges. At lower pressures (typically 80 psi or less) the serrated flange sealing surface may be adequate. Gaskets may be needed for higher pressures and for connections between PE and non-PE flanges. If used, gasket materials should be chemically and thermally compatible with the internal fluid and the external environment, and should be of appropriate hardness, thickness and style. Elevated temperature applications may require higher temperature capability. Gasket thickness should be about 1/8”-3/16” (3-5mm). Too soft or too thick gaskets may blow out under pressure. Overly hard gaskets may not seal. Common gasket styles are full-face or drop-in. Full-face style gaskets are usually applied to larger sizes, because flange bolts hold a flexible gasket in place while fitting the components together. Drop-in style gaskets are usually applied to smaller pipe sizes.

Flange Bolting

Mating flanges are usually joined together with hex bolts and hex nuts, or threaded studs and hex nuts. Bolting materials should have tensile strength equivalent to at least SAE Grade 3 for pressure pipe service, and to at least SAE Grade 2 for non-pressure service. Corrosion resistant materials should be considered for underground, underwater, or other corrosive environments. Flange bolts are sized 1/8” smaller than the bolt hole diameter. Flat washers should be used between the nut and the back-up ring.

Flange bolts must span the entire width of the flange joint, and provide sufficient thread length to fully engage the nut.

Flange Assembly

Mating flanges must be aligned together before tightening. Tightening misaligned flanges can cause flange assembly failure. Surface or above grade flanges must be properly supported to avoid bending stresses. Below grade flange connections to heavy appurtenances such as valves or hydrants, or to metal pipes, require a support foundation of compacted, stable granular soil (crushed stone), or compacted cement stabilized granular backfill, or reinforced concrete. Flange connections adjacent to pipes passing through structural walls must be structurally supported to avoid shear loads.

Mechanical Flange Adapters

Adapters Mechanical Flange Adapters are also available and are shown in Figure B9. This fitting combines the mechanical bolt type coupling shown in Figure B6 on one end with the flange connection shown in Figure B7 on the other. This fitting can provide a connection from flange fittings and valves to plain end pipes. The coupling end of this fitting must use a stiffener when used to join PE pipe.

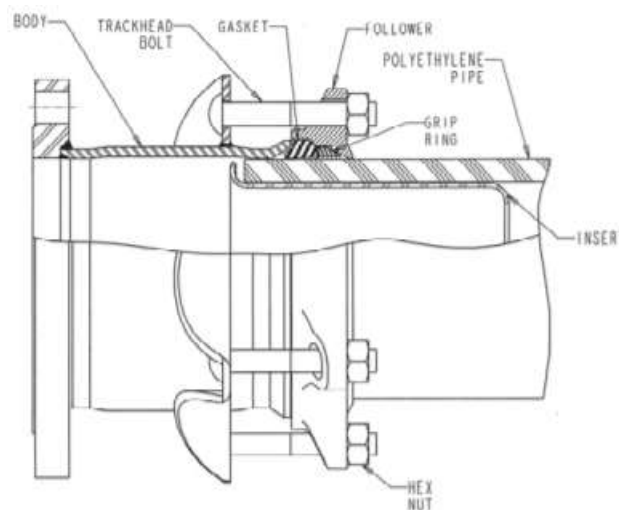


Figure B9 – Bolt Type Mechanical Flange Adapter

Mechanical flange adapters may or may not include a self-restraint to provide restraint against pipe pullout as part of the design. Alternative means of restraint should be used when joining PE pipe if the mechanical flange adapter does not provide restraint.